

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Кураксин Алексей Николаевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатовна			

Томск – 2018г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Кураксину Алексею Николаевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2018г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком $Q = 130 \text{ м}^3/\text{сутки}$.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.2 Геологические условия бурения 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4 Зоны возможных осложнений 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p>

	<p>2.2 Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3 Углубление скважины</p> <p>2.3.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.2.1 Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6 Выбор компоновки и расчет буровой колонны</p> <p>2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок</p> <p>2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны</p> <p>2.4.2.1 Обоснование способа цементирования</p> <p>2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкост</p> <p>2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора</p> <p>2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p>
--	---

	2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5 Выбор буровой установки 3 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ PDC ВООРУЖЕНИЯ ЛОПАСТНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Геолого-технический наряд 2. Компонировка буровой колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Современные тенденции в развитии PDC вооружения лопастного породоразрушающего инструмента	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2018г
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Кураксин Алексей Николаевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: месторождение, скважина, бурение, крепление скважины, перфорация, интенсификация притока, долота, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены современные тенденции в развитии PDC вооружения лопастного породоразрушающего инструмента.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2860 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК - Трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продажная цементирующая.

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. - внутренний и др

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	12
1.1 Геологические условия бурения скважины	12
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	12
1.3 Зоны возможных осложнений	13
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	14
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	14
2.2 Обоснование конструкции скважины	14
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	14
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	15
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	15
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	16
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	16
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.3 Углубление скважины	18
2.3.1 Выбор способа бурения	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	21
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	22
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	22
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	24
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	25
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	26
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	27
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	29
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	29

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	35
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	38
2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	39
2.5 Выбор буровой установки	43
3 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ PDC ВООРУЖЕНИЯ ЛОПАСТНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА	44
3.1 PDC долота.....	44
3.2 Вращающиеся конструкция PDC резца – ONYX 360	46
3.3 Конический алмазный элемент – Stinger	48
3.4 Клиновидный алмазный элемент - AxeBlade	51
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	55
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО "Сургутнефтегаз"	55
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	57
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	58
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	59
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	60
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	60
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	60
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	62
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	62
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	62
4.3 Сметная стоимость строительства скважины	63
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	63

4.4 Расчет технико-экономических показателей	64
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	67
5.1 Производственная безопасность	67
5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	67
5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	72
5.2 Экологическая безопасность.....	77
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	84
ПРИЛОЖЕНИЕ А	87
Геологические условия бурения скважины.....	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	94
Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	94
ПРИЛОЖЕНИЕ В	95
Зоны возможных осложнений	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.1	97
Совмещенный график давлений	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.2.....	98
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.1	99
Выбор породоразрушающего инструмента.....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.2	100
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.3	103
Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	103
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.4	107
Гидравлическая программа промывки скважины	107

ПРИЛОЖЕНИЕ Е.1	111
Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования	111
ПРИЛОЖЕНИЕ И	112
Организационная структура управления предприятия ОАО "Сургутнефтегаз".	112
ПРИЛОЖЕНИЕ К.1	113
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	113
ПРИЛОЖЕНИЕ К.2	115
Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	117
Сметная стоимость строительства скважины	117
ПРИЛОЖЕНИЕ М	126
Производственная безопасность.....	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	127
Экологическая безопасность.....	127

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день Россия обладает крупнейшими запасами нефти и газа и достаточно развитой нефтедобывающей отраслью, и является одним из главных экспортеров на нефтяном рынке. Поэтому нефтяная отрасль играет ключевую роль для социального и экономического развития страны. Нефтедобывающая отрасль постоянно модернизируется для увеличения производительности и качества продукции. Разрабатываются и внедряются новые технологии и решения для поиска новых месторождений, проведения геологоразведочных работ, бурения нефтегазовых скважин, добычи нефти и газа, транспортировки и переработки нефтепродуктов.

Одной из важнейших составляющих отрасли является бурения скважин, к которому предъявляются с каждым годом все более высокие требования, как по внедрению высокотехнологичных решений, для уменьшения сроков строительства и стоимости скважины, так и к промышленной и экологической безопасности при разбуривание месторождений.

Целью работы является разработка технологических решений для строительства разведочной скважины, согласно геологотехническим условиям, исследования современных тенденций в развитии PDC вооружения породоразрушающего инструмента как новой технологии для увеличения темпов бурения скважин, а также анализ организационно-экономической части и промышленной, экологической безопасности строительства скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0-2860 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б.

Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 3 водоносными и 3 нефтеносными пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2815-2835 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 130 м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении В.

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

- в интервале 0-1750 м, 1840-2860 м ожидаются осыпи и обвалы горных пород, поэтому необходимо обеспечить поддержание оптимальной плотности бурового раствора, низкой водоотдаче и обработку раствора химреагентами. Также исключить длительные простои в процессе бурения, обеспечить высокую механическую скорость проходки;

- в интервале 0-450 м, 950-1750 м, 1840-2860 м возможны поглощения бурового раствора интенсивностью 3-7 м³/час, возникающие при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора;

- прихватоопасность во всем интервале бурения 0-2860 м, возникает в случае отклонения параметров бурового раствора от проектных значений, а также при плохой очистки ствола скважины от шлама;

- нефтегазоводопроявление в интервалах 1840-1900 м, 2330-2340 м, 2810-2830 м возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. [3]

Совмещенный график давлений представлен в приложении Г.1.

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта следует, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 50 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 40 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 1000 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-950 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2860 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2815-2835 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 25 м.

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	50	50
Кондуктор	1000	1000
Эксплуатационная колонна	2860	2860

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0-50 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-1000 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 850-2860 м.

Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины. [19]

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх [3].

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк.н}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q = 130 \text{ м}^3/\text{сутки}$ [3]:

$$D_{эк.н} = 146,1 \text{ мм.}$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{эк.д.расч}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

$$D_{эк.д.расч} \geq D_{эк.м} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{эк.м} = 166 \text{ мм}$, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 20 \text{ мм}$, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$D_{эк.д.расч} = 186 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{эк.д} = 188,9 \text{ мм}$.

2. Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{к.вн}$ определяется по формуле [3]:

$$D_{к.вн} = D_{эк д} + 14 \text{ мм}, \quad (2)$$

$$D_{к.вн} = 202,9 \text{ мм};$$

$$D_{к.н} = 219,1 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{к.д.расч} = D_{к.м} + \Delta = 244,5 + 25 = 269,5 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{к.д} = 269,9 \text{ мм.}$

3. Диаметр направления выбирается из условия проходимости долота для бурения под кондуктор внутри него с рекомендуемыми зазорами [3].

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления $D_{к вн}$ определяется по формуле:

$$D_{н.вн} = D_{к.д} + 10 \text{ мм}, \quad (3)$$

$$D_{н.вн} = 279,9 \text{ мм};$$

$$D_{н.н} = 298,5 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{н.д.расч} = D_{н.м} + \Delta = 323,9 + 39 = 362,9 \text{ мм.}$$

Выбираем долото RC, диаметр долота $D_{н.д} = 393,7 \text{ мм.}$

Конструкция скважины представлена в приложении Г.2.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	50	0	50	298,5	393,7
Кондуктор	0	1000	0	1000	219,1	269,9
Эксплуатационная колонна	0	2860	850	2860	146,1	188,9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле [3]:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}}, \quad (4)$$

$$P_{\text{му}} = 28,17 - 23,2 = 4,97 \text{ МПа},$$

где $P_{\text{пл}}^{2815} = 28,17 \text{ МПа}$ - пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$\rho_{\text{н}} = 840 \text{ кг/м}^3$ - плотность нефти, кг/м^3 ;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения, м/с^2 ;

$H_{\text{кр}} = 2815 \text{ м}$ - глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-146х219**.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент $\Delta p_{\text{пл}} = 0,102 \text{ МПа/10 м}$: **ОП5-230/80х35**.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов [4].

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-1000	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1000-2860	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа RC для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.1.

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно [16].

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 269,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При

использование шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC [16].

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 188,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет [16].

2.3.2.1 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя. [2]

1. Для бурения интервала под направление 0-50 м с шарошечным долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом.

2. Для бурения интервала под кондуктор 50-1000 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. [15]

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1000-2860 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке

скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен горными породами средней твердости [15].

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в приложении Д.1.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото [4].

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1000	1000-2860
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000-2500	500-1000	1000-1500
$D_d, \text{см}$	39,37	26,99	18,89
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1.5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0.4	100	80
$G_{пред}, \text{кН}$	230	140	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	5	5.5	22
$G_2, \text{кН}$	156	39	29
$G_3, \text{кН}$	181	110	63
$G_{проект}, \text{кН}$	160-180	100-110	60-70

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблица 5 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1000	1000-2850
Исходные данные				
$V_{\text{л}}, \text{м/с}$		3.4	2	1.8
$D_{\text{д}}$	м	0.3937	0.2699	0,1889
	мм	393,7	269,9	188,9
$\tau, \text{мс}$		8	-	-
z		26	-	-
α		0.9	-	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{об/мин}$		145	142	180
$n_2, \text{об/мин}$		188	-	-
$n_3, \text{об/мин}$		634	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		145-160	145-180	180-200

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород [4].

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота [4].

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 6.

Таблица 6 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1000	1000-2860
Исходные данные				
D _д	м	-	0,2699	0,1889
	мм	-	269,9	188,9
G _{ос} , кН		-	110	60
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	216	166
M _р , Н*м		-	36000	13800
M _о , Н*м		-	134,95	94,45
M _{уд} , Н*м/кН		-	325,4	228,2

Для интервала бурения 50-1000 м (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 36 кН*м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-210.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. [15]

Для интервала бурения 100-2860 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород. [15]

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-210.7/8.49	50-1000	235	9507	1825	19-57	48-144	12,5-21,5	48-226
ДГР-165.7/8.49	1000-2860	166	8652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект» [18].

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.2.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта [5]:

- интервал бурения 0-50 м под направления - бентонитовый буровой раствор;
- интервал бурения 50-1000 м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор;
- интервал бурения 1000-2715 м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор;
- интервал бурения 2715-2860 м под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта - KCL/полимерный (биополимерный) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.3.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Д.3.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». [19]

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Д.3

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д. [5]

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения и области допустимого расхода бурового раствора представлены в приложении Д.4.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 65 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 40 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 17л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

Так же расчет гидравлической программы промывки скважины был выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект» [18].

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины в программном обеспечении «БурСофтПроект» представлены в приложении Д.4.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервалах: 1852-1900 м, 2340-2350 м, 2815-2835 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

1. Первый интервал отбора керна 1842-2000 м;
2. Второй интервал отбора керна 2330-2360 м;
3. Третий интервал отбора керна 2805-2845 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения трех запланируемых интервалов. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 80 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки [16]

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ-188.9/80 В613 С9	188,9	80	3-150 (м)	12

Характеристика проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда [16]

Керно-приемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керно-приема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верх	Низ	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (3)	80	14835	3-108 (м)	3-150 (н)	2300

Режимы бурения при отборе керна представлены в таблицы 10.

Таблица 10 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна [16]

Интервал, м	Тип кернотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1842-2000	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	18-25
2330-2360	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	18-25
2805-2845	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Плотность нефти $\rho_{\text{н}} = 840 \text{ кг/м}^3$.

Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}} = 1100 \text{ кг/м}^3$. Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000 [20].

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}} = 1900 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}} = 1500 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2860 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 850 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 95 \text{ м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана $h_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$.

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [8].

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (5)$$

где $P_{\text{н}}$ – наружное давление, МПа;

$P_{\text{в}}$ – внутреннее давление, МПа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом

на устье давления;

2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);

3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 1 и 2 [8].

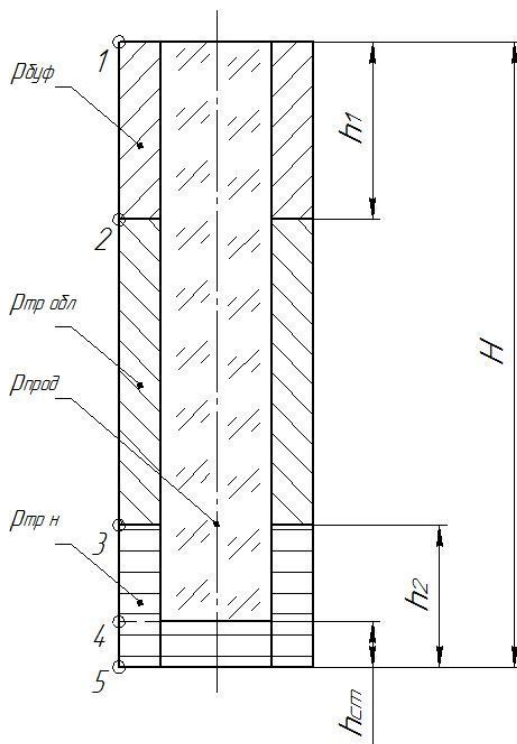


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

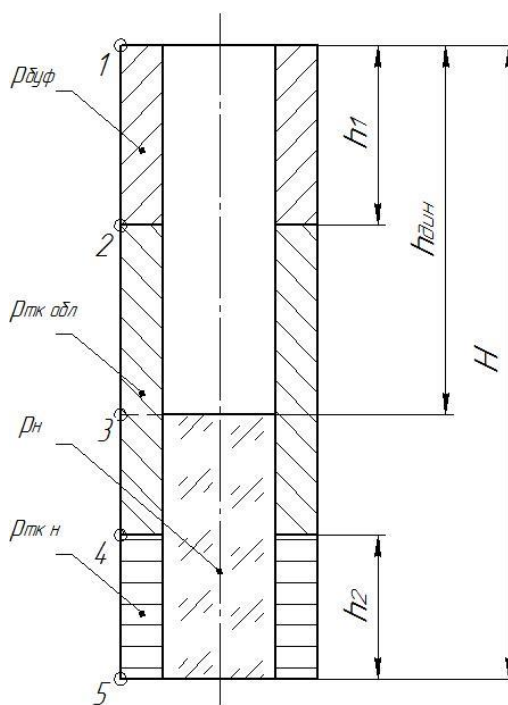


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 11 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 3.

Таблица 11 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа
1	0	0,00	1	0	0,00
2	850	0,83	2	850	9,17
3	2765	10,23	3	1907	20,84
4	2850	10,97	4	2765	23,23
5	2860	10,97	5	2860	23,78

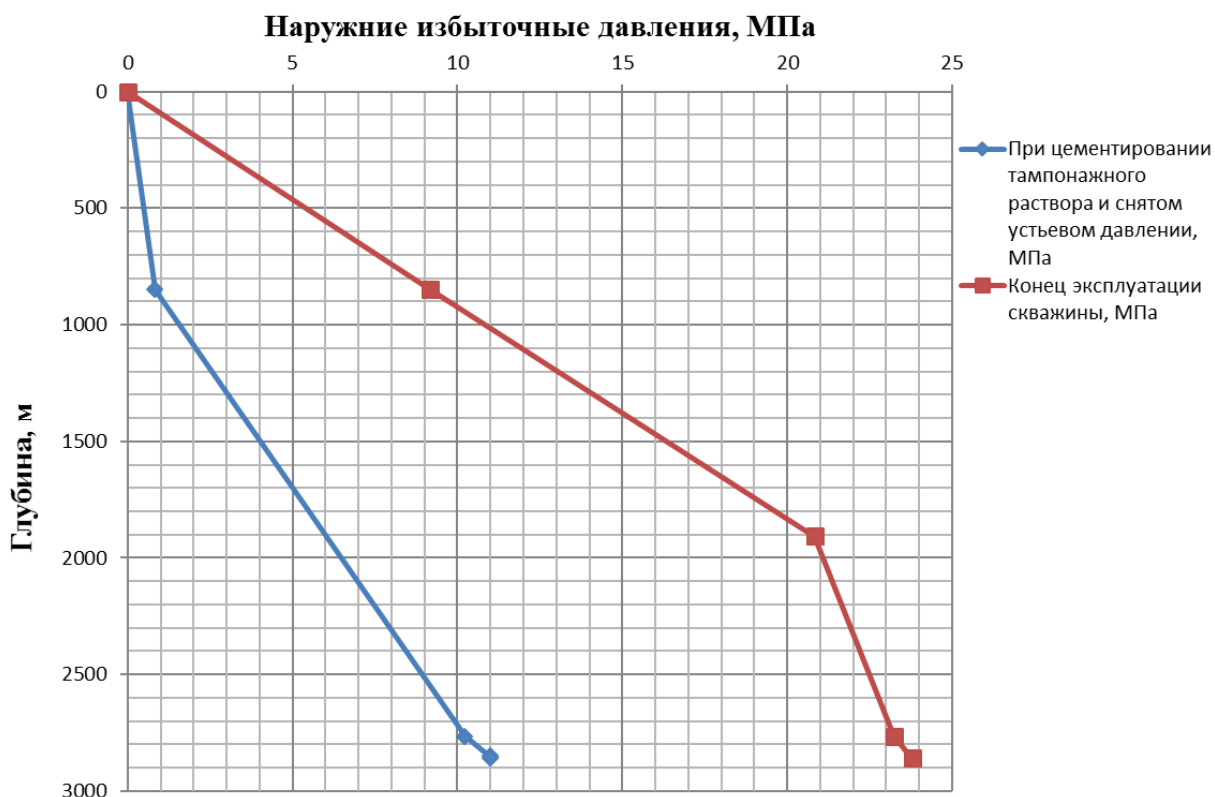


Рисунок 3 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства [8].

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (6)$$

где P_v – внутреннее давление, МПа;

P_n – наружное давление, МПа.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая [8].

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 4.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 5.

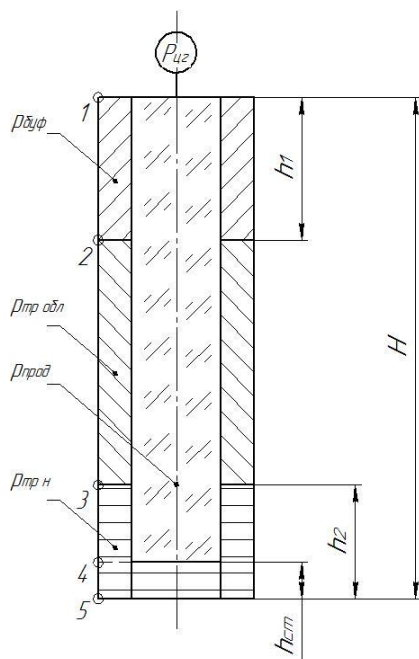


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

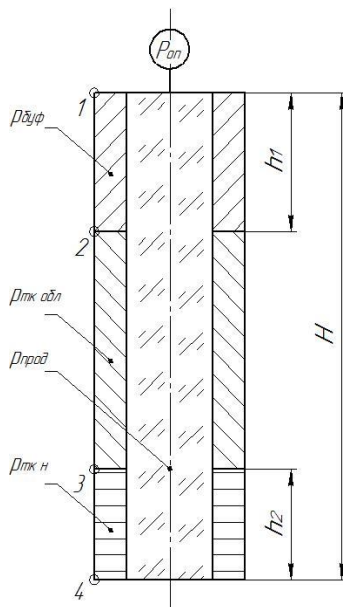


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 12 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 6.

Таблица 12 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа
1	0	20,49	1	0	12,50
2	850	19,66	2	850	11,66
3	2765	10,27	3	2765	9,32
4	2850	9,52	4	2860	8,92
5	2860	9,52			

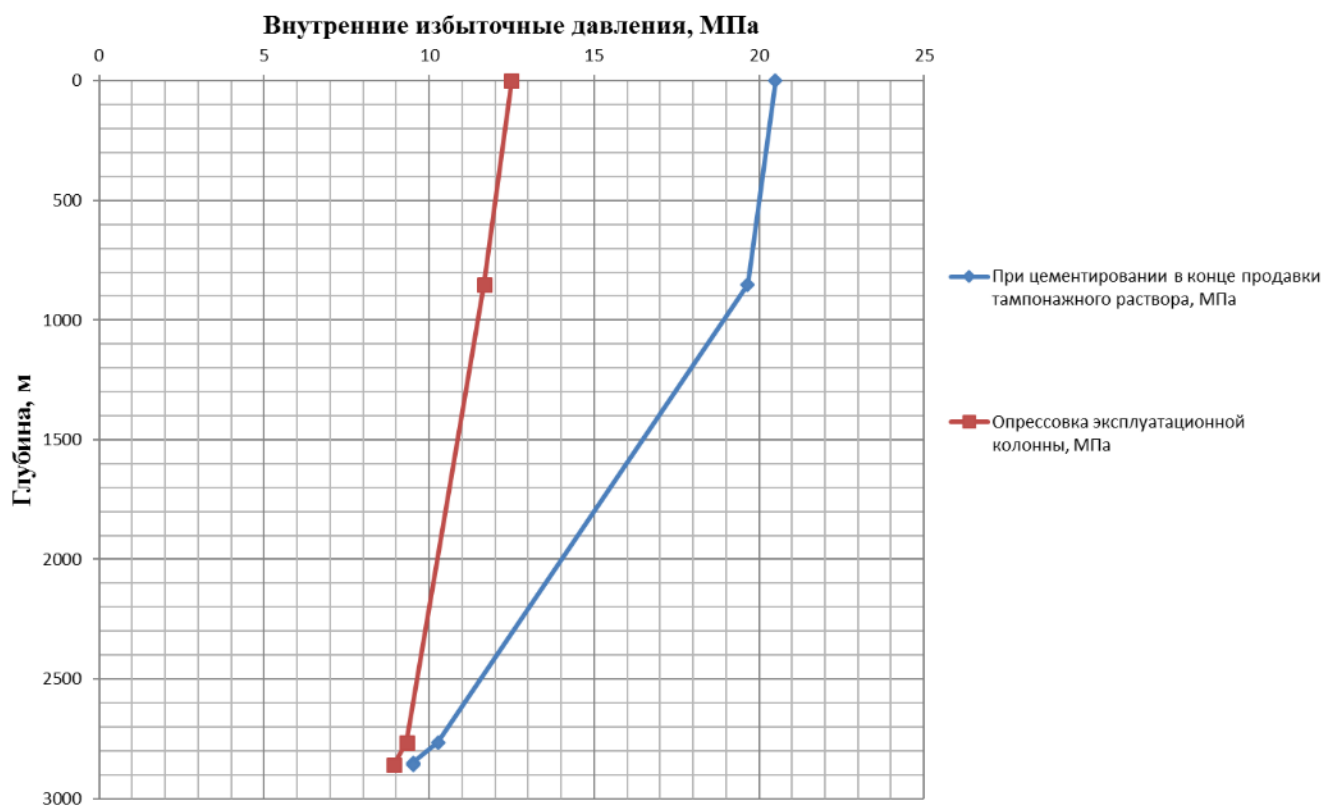


Рисунок 6 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ. [9]

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	8,5	95	29,56	2803	2803	2765-2860
2	Д	7,7	295	27,01	7969	10774	2470-2765
3	Д	7,0	690	24,77	17094	27866	1780-2470
4	Д	6,5	1780	23,03	41007	68845	0-1780

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле [10]:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (7)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 39,1$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0,2$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 50,44$ МПа.

Производим сравнения давлений по формуле 7:

$$39,3 \text{ МПа} \leq 47,9 \text{ МПа}.$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объемы буферной, тампонажного раствора и продавочной жидкости представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Объемы буферной, тампонажного раствора и продавочной жидкости.

Наименование жидкости		Расчётный объём, м ³
Продавочная жидкость		40,8
Объем буферной жидкости		15,5
Объем тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	1,5
	Тампонажный раствор нормальной плотности	27,1
Объем продавочной жидкости		40,8

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг / количества мешков, шт	Наименование цемента	Масса цемента, т / количества мешков, шт
Продавочная жидкость	40,8	1000	40,8	-	-	-	-
Буферная	3,1	1100	15,5	МБП-СМ	217 / 9	-	-
	12,4			МБП-МВ	186 / 8	-	-
Облегченный тампонажный раствор	27,1	1500	20,8	НТФ	11,1 / 1	ПЦТ-Ш-Об(5)-100	22,7 / 23
Тампонажный раствор нормальной плотности	1,5	1900	1,0	НТФ	0,6 / 1	ПЦТ-П-100	1,9 / 2

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата [10]:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (8)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементирующей головке в конце цементирования МПа,

$$P_{цг} = 20,49 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 25,61 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементирующим агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Технические характеристики насоса 9Т цементирующего агрегата ЦА-320

Диаметр втулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах [10]:

$$m = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (9)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-30Н(У);
2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементирующих агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 3 машины ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования, представлена в приложении Е.1.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн [11]

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементирующая головка
Направление, D _{усл} = 299 мм	БКМ-299 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} = 219 мм	БКМ-219 ОТТМ	ЦКОДМ - 219 ОТТМ	ПРП-Ц-219	ЦЦ-219/270 (20)	ГЦУ-219 А
Экспл. колонна, D _{усл} = 146 мм	БКМ-146 ОТТМ	ЦКОДМ - 146 ОТТМ	ПРП-Ц-146	ЦЦ-146/191-216 (57)	ГЦУ-146 А

2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор КПО-114 [12]. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 20 м, глубина 2815-2835 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-114 представлены в таблице 18.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором КПО-114 потребуется две спуско-подъемной операции перфорационного комплекса в составе из 5 секций по 10 м.

Таблица 18 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-114

Обозначение перфоратора	КПО 114		
Вес ВВ одного заряда, г	30		
Тип заряда	ГП-00	ГП-01	БО
Диаметр перфоратора, мм	114		
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	145		
Максимальная температура применения, °С	170		
Давление (min/max), МПа	0,3/80		
Максимальная плотность перфорации, отв/м	20		
Фазировка, град	60		
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	1000	1200	260
Диаметр входного отверстия, мм	12	11	22,50
Глубина перфоканала по API-19B, мм	-	1215	285
Диаметр входного отверстия перфоканала по API-19B, мм	-	10,22	20,94
Длина секции, м	1-2		

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116, представлен на рисунке 10, предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины, при наличии контейнера. [13] Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116 представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	116
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, МПа	35
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-86, 3-102

2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабиrowания

Комплекс оборудования для свабиrowания скважин состоит из двух основных частей устьевого и скважинного оборудования.

1. Комплекс наземного оборудования для свабиrowания скважин КНОС [14]. Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	

Продолжение таблицы 20

Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Кран шаровый КШН-73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубок-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80	
Затвор шаровый ЗШ1 78х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80	
Фланец трубодержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80	

2. Скважинное оборудование для свабирования КС-62 [14]

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Состав оборудования свабирования и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба	
Диаметр наружный манжеты, мм	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. [4]

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия :

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (10)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (11)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (12)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (13)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	97,0	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,06
Максимальный вес обсадной колонны	69,0	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	2,89
веса колонны при ликвидации прихвата	126,1	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,58

3 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ PDC ВООРУЖЕНИЯ ЛОПАСТНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

3.1 PDC долота

PDC долото (Polycrystalline Diamond Bits) — породоразрушающий инструмент с корпусом из особо прочной стали, армированный алмазными поликристаллическими резцами и твердосплавными вставками. Такая конструкция обеспечивает многократное увеличение срока службы PDC долот по сравнению с традиционными инструментами.

PDC долота классифицируются:

- по назначению - для сплошного бурения;
- по способу разрушения горной породы - для вращательного бурения;
- по механизму разрушения горной породы - режуще-скалывающего типа.

Конструкция PDC долота представлена на рисунке 7.



Рисунок 7 - Конструкция PDC долота

PDC вооружение долота – PDC резец. PDC (Polycrystalline Diamond) - поликристаллический синтетический алмаз, обладающей высокой прочностью и износостойкостью. По конструкции представлен в виде алмазно-твердосплавной пластины закрепленной на карбидо-вольфрамовой подложки, рисунок 8.

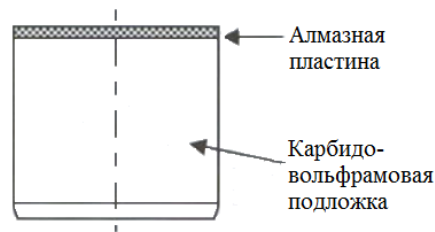


Рисунок 8 – Конструкция PDC резца

Механизм разрушения горной породы резцами PDC заключается в том, что под действием осевой нагрузки PDC резец внедряется в горную породу и под действием вращения скалывает-срезает слой горной породы, представлен на рисунке 9.

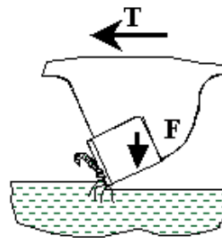


Рисунок 9 - Механизм разрушения горной породы резцами PDC

Большая часть алмазной поверхности резцов остается неиспользованной в процессе разрушения горной породы, то есть более 60% длины окружности режущей кромки фиксированного резца PDC остается незадействованной (зеленая область), при этом только от 10 до 40% режущей кромки (красная область) внедряется в породу, рисунок 9. [17]

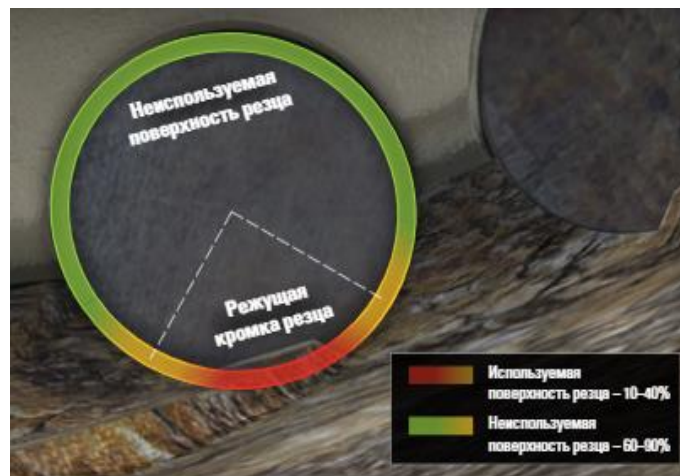


Рисунок 9 – Неполноценное использование режущей поверхности PDC-резца

Потенциал фиксированных резцов ограничен их конструкцией в следствие этого часть режущей кромки фиксированных резцов, вступающая в контакт с поверхностью, подвержена механическому или термическому воздействию, вызывающему износ и скалывание. Такой концентрированный износ небольшой части режущей поверхности приводит к потере эффективности внедрения в породу, снижая механическую скорость проходки. [17] Концентрированный износ резца PDC представлен на рисунке 10.

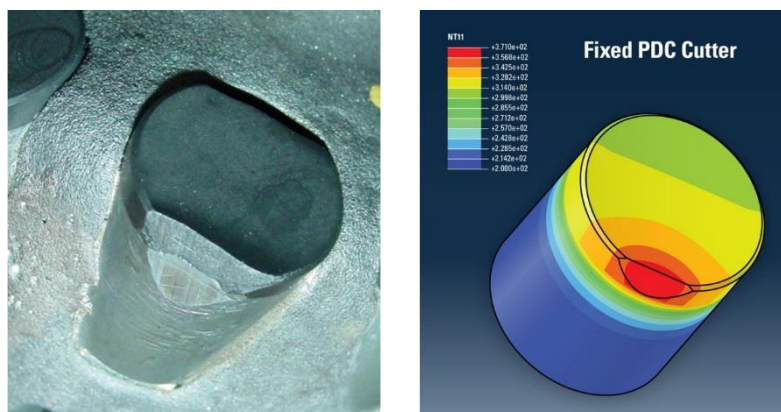


Рисунок 10 - Концентрированный износ резца PDC

Пути повышения износостойкости PDC – долот и повышения основных предъявляемых к долотам характеристик, проходки и МСП, представлены в применение новых технологий разработанных мировым лидером в области производства породоразрушающего инструмента компании Смит Битс.

3.2 Вращающиеся конструкция PDC резца – ONYX 360

Область применения: абразивные породы, в которых возникает и усиливается износ резцов PDC. [17]

Преимущества:

- Увеличение продолжительности работы долот;
- Увеличение проходки;
- Повышение средней механической скорости проходки;

- Улучшение рассеивания тепла для увеличения срока службы резцов.

Характеристики:

- Резцы вращаются на 360°, дольше сохраняя свою остроту;
- Количество и расположение резцов могут варьироваться для увеличения продолжительности их работы в зонах режущей структуры долота, подверженных наибольшему износу;
- Резцы могут быть интегрированы в режущую структуру любого долота PDC без изменения диаметра резцов.

Вращающиеся резцы PDC ONYX 360 значительно повышают продолжительность работы долот PDC благодаря вращению на 360°. Благодаря оптимальному расположению в зонах наибольшего износа режущей структуры долота, для внедрения в породу используется вся длина режущей кромки.

По сравнению с долотами, имеющими только фиксированные резцы, долота PDC с вращающимися резцами ONYX 360 продемонстрировали увеличение длины проходки на 57%. [17]

Конструкция резцов, включает в себя корпус, впаянный в лопасть долота, внутри которого находится втулка, удерживающая резец и обеспечивающая его вращение, представлена на рисунке 11. Ориентация вращающихся резцов в лопастях долот относительно породы и нагрузка на долото во время бурения обеспечивают эффективное вращение резцов. [17]



Рисунок 11 – Конструкция резца ONYX 360

Результаты бурения долотом с резцами ONYX 360 представлены на рисунке 12.

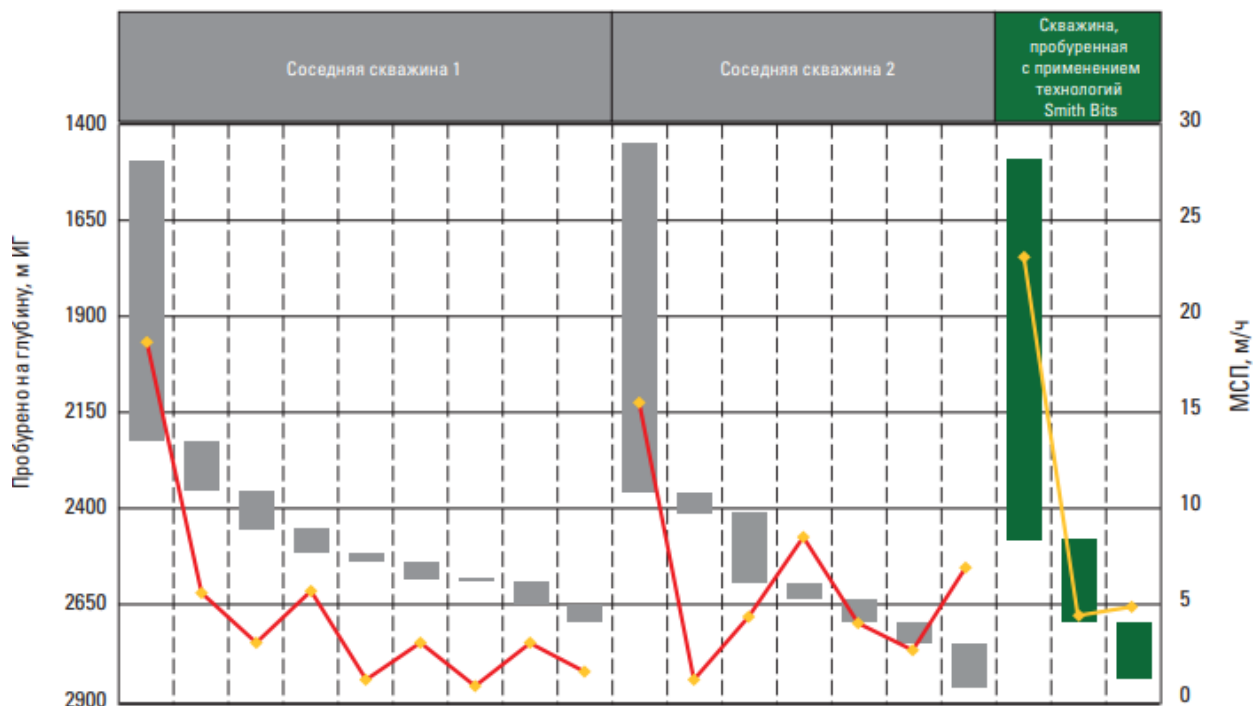


Рисунок 12 - Кыртаельское нефтяное месторождение, Республика Коми.
Результаты бурение долотом PDC с резцами ONYX 360 219.1 мм секции под эксплуатационную колонну [17]

3.3 Конический алмазный элемент – Stinger

Stinger – новый и уникальный поликристаллический алмазный элемент, предназначенный для повышения прочности и долговечности породоразрушающегося инструмента.

Уникальные трехмерные характеристики алмазной вставки конической формы Stinger обеспечивают повышение производительности долот в широком диапазоне пород и рабочих параметров. Размещение алмазных вставок Stinger на поверхности долота обеспечивает качественное изменение эффективности бурения и разрушения породы. [17]

Долота с алмазными вставками конической формы обладают многочисленными преимуществами по сравнению с традиционными долотами PDC:

- значительное увеличение проходки и МСП;
- более высокие темпы набора угла в сочетании с улучшенным выставлением направления;
- повышение устойчивости долота для снижения ударных и вибрационных нагрузок на КНБК;
- извлечение более крупных фрагментов шлама для улучшения оценки свойств пород на буровой площадке [17].

Увеличение проходки и МСП достигается за счет более эффективного разрушения породы - результатом которого является ультравысокая концентрация силы, более эффективно разрушающая породы с высокой прочностью на сжатие.

Ударная прочность - алмазные вставки Stinger оснащены более толстым алмазным слоем по сравнению с резцами PDC, что значительно повышает их ударную прочность. При ударе по поверхности из закаленной стали с нагрузкой 18000 фунтов во время имитации бурения карбонатных пород с высокой прочностью на сжатие при МСП 60 футов/ч традиционный резец PDC полностью разрушился после первого удара, в то время как алмазная вставка Stinger выдержала более 100 ударов без повреждений. [17] Испытание на ударопрочность представлено на рисунке 13.

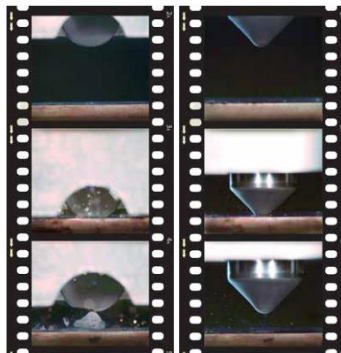


Рисунок 13 – Испытание на ударопрочность

Износостойкость - алмазная вставка Stinger, включающая передовой состав поликристаллических алмазных материалов и обладающая уникальной конической формой, более эффективно рассеивает ударную энергию для повышения износостойкости, чем традиционные резцы PDC. Во время испытаний алмазной вставки Stinger и резца PDC бурением гранитной породы плотностью 30000 фунтов/кв. Дюйм алмазная вставка Stinger обеспечила проходку на 30% больше по сравнению с резцами PDC без разрушения своей режущей кромки. [17] Испытание на износостойкость представлено на рисунке 14.



Рисунок 14 - Испытание на износостойкость

Результаты бурения долотом с резцами Stinger представлены на рисунке 15.

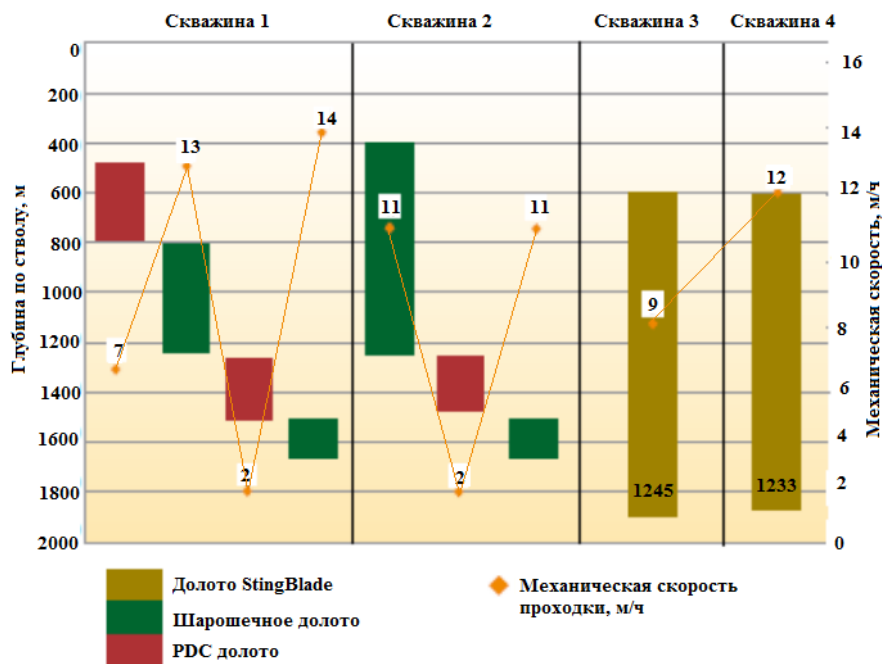


Рисунок 15 - Курумбинского месторождения, Красноярский край. Результаты бурение долотом StingBlade 295,3 мм секции под техническую колонну [17]

3.4 Клиновидный алмазный элемент - AxeBlade

Клиновидный алмазный элемент AxeBlade – резец с уникальной геометрической формой, позволяющей более эффективно осуществлять разрушения горной породы и повышать характеристики породоразрушающего инструмента, представлен на рисунке 16. [17]



Рисунок 16 - Клиновидный алмазный элемент AxeBlade

PDC резцы нового поколения клиновидной формы значительно повышают ударную прочность долота и механическую скорость проходки.

Форма резца Axe повышает эффективность режущей силы и теплоотдачу при более высоком сопротивлении фронтальным нагрузкам на резец, что обеспечивается за счет увеличения толщины алмазного слоя, комбинации различных размеров гранул поликристаллических алмазов и оптимизации применяемых материалов [17].

- Клиновидный резец сочетает срезывающее и дробящее действие обеспечивает более эффективное разрушения породы.
- Уменьшение усилия на резец обеспечивает такую же скорость проходки. Более стабильный и меньший крутящий момент на долоте при той же нагрузке. Улучшенная управляемость долота.
- Увеличенная толщина алмаза на гребне резца повышает износостойкость для максимальной механической скорости на протяжении всего рейса.

- Повышение эффективности разрушения породы ведет к мгновенному увеличению механической скорости проходки.

Резцы Axe имеют форму, которая разрушает породу сочетая срезывающий и дробящий механизм. При этом глубина проникновения резца в породу повышается, по крайней мере, на 22%. Благодаря этому удаляется больше породы, что ведет к повышению мгновенной механической скорости проходки по сравнению со стандартными долотами PDC при одинаковой нагрузке и частоте вращения. Алмазный слой на гребне на 70% толще, чем стандартный резец PDC, что обеспечивает более высокое сопротивление фронтальным нагрузкам на резец. [

Полевые испытания долота AxeBlade показали увеличение механической скорости проходки в среднем на 29%, по сравнению с стандартными долотами PDC при схожих дизайнах долота, что позволяет сократить время бурения и снизить расходы на строительство скважин [17].

Улучшенная управляемость в наклонно-направленного бурении.

Уменьшение усилия на резец для достижения той же скорости проходки ведет к более стабильному и меньшему крутящему моменту, и улучшенному контролю ориентации долота при наклонно-направленном бурении. Это преимущество позволяет увеличивать интенсивность набора зенитного угла при более высокой механической скорости проходки, тем самым увеличивая интервал продуктивной зоны и минимизирует непродуктивное время выдерживая более точную траекторию скважины.

Результаты бурения долотом AxeBlade представлены на рисунке 17.

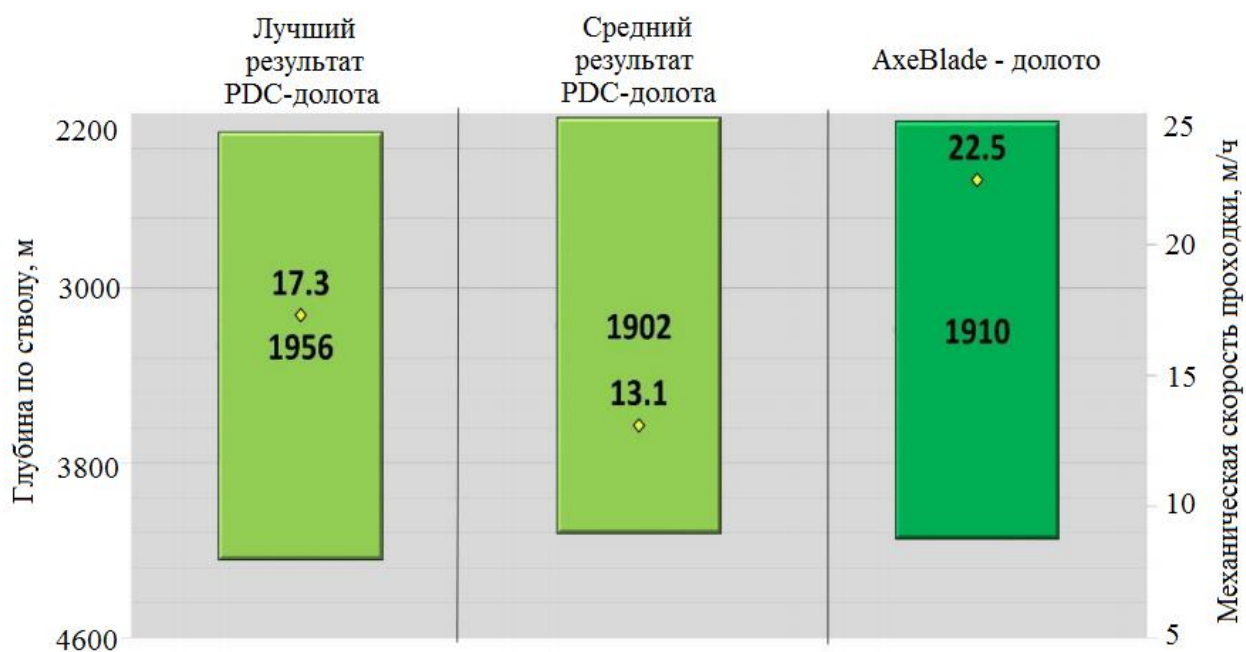


Рисунок 17 - Ярактинское месторождение, Иркутская область. Результаты бурение долотом АхеBlade 220.7 мм секции под эксплуатационную колонну [17]

Согласно результатам проведенных исследований связанных с развитием PDC вооружения было выявлено, что потенциал лопастного породоразрушающего инструмента не исчерпан и существуют пути повышения эффективности PDC долот, а как следствия повышения скорости бурения и качества строительства скважины.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Кураксину Алексею Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2018г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Кураксин Алексей Николаевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО "Сургутнефтегаз"

Одна из крупнейших частных вертикально интегрированных нефтяных компаний России, объединяющая научнопроектные, геологоразведочные, буровые, добывающие подразделения, нефтегазоперерабатывающие и сбытовые предприятия. Для Компании характерны масштабная география присутствия, передовые позиции в различных сегментах отрасли, инновационный характер производственной деятельности, высококвалифицированный коллектив, прочная репутация социально ответственного предприятия

Основные направления деятельности - ОАО «Сургутнефтегаз»:

- разведка и добыча углеводородов: поиск, разведка, эксплуатация месторождений нефти и газа;
- производство, оптовая и розничная продажа широкой номенклатуры нефтепродуктов, сопутствующих товаров и услуг;
- выработка продуктов нефтехимии: переработка углеводородного сырья в материалы для различных видов химических продуктов;
- переработка газа и производство электроэнергии: переработка попутного нефтяного газа, продажа товарного газа и жидких углеводородов, строительство и эксплуатация газотурбинных электростанций, работающих на попутном газе.

Организационная структура управления предприятием:

- общее собрание акционеров;
- совет директоров (наблюдательный совет);
- единоличный исполнительный орган (генеральный директор, правление);
- коллегиальный исполнительный орган (исполнительная дирекция, исполнительный директор);

- ликвидационная комиссия;
- ревизионная комиссия (орган внутреннего контроля за финансово-хозяйственной и правовой деятельностью общества);
- счетная комиссия (постоянно действующий орган общего собрания).

Высшим органом управления Общества является общее собрание акционеров. Общее руководство деятельностью Общества осуществляет Совет директоров, который вправе принимать решения по любым вопросам деятельности Общества, кроме тех, которые отнесены в соответствии с Уставом Общества к компетенции общего собрания акционеров. Члены Совета директоров Общества избираются годовым собранием акционеров, в порядке, предусмотренном Уставом Общества, сроком до следующего годового общего собрания акционеров. Лица, избранные в состав Совета директоров, могут переизбираться неограниченное число раз.

Генеральный директор является единоличным исполнительным органом Общества и руководит текущей деятельностью Общества в порядке и в пределах компетенции, определенной Уставом Общества, а также в соответствии с решениями Совета директоров и общего собрания акционеров. Генеральный директор Общества назначается Советом директоров Общества на срок 5 лет.

По истечении срока полномочий Генерального директора он может быть назначен Советом директоров на тот же срок неограниченное число раз. Генеральный директор подотчетен Совету директоров и общему собранию акционеров Общества. Полномочия органов управления Общества определены Уставом.

Организационная структура управления ОАО «Сургутнефтегаз» представлена в приложении И.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Нефтяная скважина (Тюменская область)
Проектная глубина, м	2860
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	Диаметр - 298,5 мм на глубину 50 м
- кондуктор	Диаметр - 219,1 мм на глубину 1000 м
- эксплуатационная	Диаметр - 146,1 мм на глубину 2860 м
Буровая установка	БУ - 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	5х6
Насосы:	
- тип- количество, шт	УНБТ – 950, 2шт
Производительность, л/с:	
- в интервале 0-50м	66
- в интервале 50-1000м	46
- в интервале 1000-2860м	25
- в интервале 2805-2845м	18
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	УБТ-203х100 – 12 м, УБТ-178х80 – 60 м, УБТ-146х68 – 60 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-1000 м	ДГР-210.7/8.49
- в интервале 1000-2860 м	ДГР-165.7/8.49
Бурильные трубы: длина свечей, м	25 – (2789 м)
- в интервале 0-50 м	ТБВК 127х10 Е
- в интервале 50-1000 м	ТБВК 127х10 Е
- в интервале 1000-2860 м	ТБВК 127х10 Е
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-50 м	БИТ 393.7Z1RSJ
- в интервале 50-1000 м	БИТ 269.9B516TB
- в интервале 1000-2860 м	БИТ 188.9B613MTBX
Типы и размеры калибраторов:	
- в интервале 50-1000 м	К 269.9МС
- в интервале 1000-2860 м	К 188.9СТ

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о действующем на буровом предприятии нормам времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	30	0,028	470
2	50	1000	950	0,038	1250
3	1000	2860	1860	0,078	2000

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T \cdot H, \quad (14)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H - количество метров в интервале, м.

Расчет нормативного времени на механическое бурение представлен в таблицы 25.

Таблица 25 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,028	1,4
950	0,038	36,1
1860	0,078	145,08
Итого		182,58

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / \Pi, \quad (15)$$

где Π - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
50	470	0,1
950	1250	0,76
1860	2000	0,93
Итого на скважину		1,79

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{СПО}, \quad (16)$$

где $n_{СПО}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении К.1.

4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит: кондуктор: $20 \cdot 1 = 20$ мин, эксплуатационная колонна: $57 \cdot 1 = 57$ мин.

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления - 4 ч, кондуктора -10 ч, эксплуатационной колонны - 22 ч.

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;

- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементировании направления, кондуктора. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

- Отвертывание долота - 7 минут.
- Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (17)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n, \quad (18)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (19)$$

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции.}} = N \cdot 2 + 5. \quad (20)$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

1. Для направления: $T_{\text{напр.}} = 0,67 \cdot 2 + 5 = 6,34$ мин;

2. Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 40 \cdot 2 + 5 = 85$ мин.

- Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

- Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбурирование цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma=6,34 + 85+2 \cdot (7 + 17 + 42) = 224 \text{ мин} = 3,73 \text{ ч.}$$

4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 287,59 часов или 11,98 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 3,3%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$287,59 \times 0,033 = 9,49 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma=287,59 + 9,49 + 25 = 322,08 \text{ ч} = 13,42 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлена в приложении К.2.

4.3 Сметная стоимость строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (21)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	Нормативная, ч	Проектная	
		ч	суток
Бурение:			
- направление	2,00	2,14	0,09
- кондуктор	50,20	53,71	2,24
- эксплуатационная колонна	186,82	199,90	8,33
Крепление:			
- направление	4,20	4,50	0,19
- кондуктор	18,50	19,80	0,83
- эксплуатационная колонна	35,80	38,31	1,60
Итого	297,52	318,36	13,30

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Л.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении Л.

4.4 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч:

$$V_M = H/T_M, \quad (22)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч:

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{сно}}), \quad (23)$$

где $T_{\text{сно}}$ - время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч:

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (24)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м:

$$h_d = H/n, \quad (25)$$

где n - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - \Pi_n)/H, \quad (26)$$

где C_{cm} - сметная стоимость строительства скважины, руб;

Π_n - плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2860
Продолжительность бурения, сут.	13,30
Механическая скорость, м/ч	16,0
Рейсовая скорость, м/ч	12,0
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	6921
Проходка на долото, м	1598
Стоимость одного метра	84205,24

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Кураксину Алексею Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты; - (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1 Производственная безопасность</p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума; - превышение уровня вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); - острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; - электрический ток; - статическое электричество; - пожаровзрывобезопасность;
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях перечень возможных ЧС на объекте; выбор наиболее типичной ЧС: - пожар; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.02.2018г
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Кураксин Алексей Николаевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 29.

Таблица 29 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Полевой этап			
Строительство скважины; Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуско-подъемные операции; Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	Вредные	Опасные	ГОСТ 12.2.003-91 [3]
	1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума; 3. Тяжесть физического труда 4. Превышение уровней вибрации. 5. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 4. Электрический ток; 5. Пожароопасность	ГОСТ 12.2.062-81 [4] ГОСТ 12.3.009-76 [5] ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 [6] ГОСТ 12.1.005-88 [7] ГОСТ 23407-78 [8] ГОСТ 12.1.019-79 [9] ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.006-84 [11] ГОСТ 12.1.038-82 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] ГОСТ12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.4.002-97 [15] ГОСТ 12.4.024-86 [16] ГОСТ 12.1.007-76 [17] ГОСТ 12.1.004-91 [18]

5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц. [21]

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи , амортизаторы блокирующие устройства.

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;

- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями. [23]

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета. [29]

3. Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);

2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедненного инструмента);

3. Удар молнии;

4. Разряд зарядов статического электричества. [28]

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91. [28]

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт.

5. Ломы 3 шт.

6. Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

4. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91. [23]

5. Электрический ток

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. [25]

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

1. Превышение уровней вибрации

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004. [27]

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. [27]

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. [27]

2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 показателями, характеризующими климат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения. [24]

Оценка климата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548-96.

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление). Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006-05 зависят от тяжести и времени выполняемых работ.

Климат рассматриваемого района работ (Тюменская область) континентальный. Он характеризуется суровой продолжительной зимой (32 недели г, тундре, 21 неделя в лесостепи). Средние температуры воздуха января понижаются с запада на восток от -20° до -27°C . В наиболее холодные зимы температура воздуха может понижаться до $-52^{\circ}\dots-63^{\circ}\text{C}$ на севере и до $-47^{\circ}\dots-51^{\circ}\text{C}$ на юге области. Продолжительность отопительного периода увеличивается от 220 суток в южных районах области до 300-320 в северных и горных районах. Преобладают ветры с северной составляющей. Средние месячные температуры июля, самого тёплого месяца года, колеблются в пределах от 4°C на севере до 18°C на юге области. В отдельные дни в июле-августе почти ежегодно температура воздуха днём может повышаться в Заполярье до 20°C , на остальной территории — до $25^{\circ}\dots35^{\circ}\text{C}$. Безморозный период длится от 50-60 дней на севере и до 127 дней на юге области. Основное количество осадков выпадает с мая по октябрь 350-400 мм.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количество осадков в виде

дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

3. Превышение уровней шума

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014. [26]

4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания:

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;
- укусы и ужаливания ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле и в августе.

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в приложении М.

6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, ДЭС, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации.
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548–96, таблица 30.

Таблица 30 - ПДК и классы опасности

Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³			Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³		
	Рабочей зоны	Максимальная разовая	Средне суточная		Рабочей зоны	Максимальная разовая	Средне суточная
Азота диоксид	5,0	0,085	0,085	Бензол	5,0	1,50	0,80
Аммиак	20	0,20	0,20	Дихлорэтан	10	3,0	1,0
Ацетон	200	0,35	0,35	Серы диоксид	10	0,5	0,05
Сероводород	10	0,008	0,008	Метанол	5,0	1,0	0,5
Фенол	5	0,01	0,01	Фтористые соединения (в пересчете на фтор)	0,5	0,02	0,005
Формальдегид	0,5	0,035	0,012	Пыль нетоксичная (известняк)	6	0,5	0,05
Хлор	1,0	0,10	0,03	Этанол	1000	5	5

5.2 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность - допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа», представлены в приложении М.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;

- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу, не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест, не допускается загрязнение участка проведения работ, установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ, ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Источник ЧС - Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация. [30]

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

2. природного характера:

- землетрясения.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Тюменская область) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;
- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);
- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада);

- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории Тюменской области, согласно Справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,2.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе согласно геологическим данным, требования безопасности в нефтяной и газовой промышленности произведено проектирования технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 м на нефтяном месторождении с предполагаемым дебитом 130 м³/сут.

В технологической части проекта произведено обоснование профиля скважины согласно требованиям заказчика, анализ пластового давления и давления гидроразрыва, обоснования и расчет конструкции скважины, проектирование противовыбросового оборудования, выбор способа и оборудования для бурения, расчет параметров бурения для достижения максимальной механической скорости проходки, расчет и выбор бурового раствора для бурения и заканчивания скважины, обоснование технических средств для отбора керна, расчет крепления скважины, проектирования оборудования для испытания продуктивного пласта, а также выбор буровой установки удовлетворяющей безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Согласно результатам проведенных исследований связанных с развитием PDC вооружения породоразрушающего инструмента было выявлено, что потенциал лопастного породоразрушающего инструмента не исчерпан и существуют пути повышения эффективности применения PDC долот с достижением наилучших результатов в сложных условиях бурения.

Произведен анализ организационно-экономической части проекта, обрисована структура бурового предприятия ОАО «Сургутнефтегаз», получено нормативное время на бурение и крепления скважины, а также сводный сметный расчет стоимости скважины.

В социальной части отображены перечень вопросов и решений в производственной и экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. - 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. - 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Оборудование для цементирования скважин [Электронный ресурс] / ООО «Южная нефтегазوماшиностроительная компания»; Электрон.дан. - Краснодар: Южная нефтегазوماшиностроительная компания, 2018. URL: <http://www.ungmk.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 07.03.2018 г.

12. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан. - Самара: Промперфоратор, 2018. URL: <http://www.promperforator.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.

13. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. - Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 15.03.2018 г.

14. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.

15. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.

16. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.

17. ПО «Бурсофтпроект» - инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76с.

18. Буровые долота Смит Битс. Новые технологии и решения: Информационный материал / Компания «Шлюмберже». – Красноярск, 2015. - 215с.

19. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.

20. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99с.

21. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с.
22. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16с.
23. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.
24. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с.
25. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.
26. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.
27. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31с.
28. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.
29. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81с.
30. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7с.

Приложение А (Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	Мощность	Название свиты	Индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	40	40	Четвертичные отложения	Q	1,5	0
40	90	50	Туртасская свита	P _{3/3}	1,5	0
90	175	85	Новомихайловская свита	P _{3/2}	1,5	0
175	280	102	Атлымская свита	P _{3/1} -P _{3/2}	1,5	0
280	450	170	Тавдинская свита	P _{2/3} -P _{3/1}	1,5	0
450	650	200	Люлинворкая свита	P ₂	1,5	0
650	750	100	Талицкая свита	P ₁	1,3	0
750	805	55	Ганькинская свита	K ₂	1,3	0
805	935	130	Березовская свита	K ₂	1,3	0
935	950	15	Кузнецовская свита	K ₂	1,3	0
950	1750	800	Покурская свита	K ₁ -K ₂	1,1	0°30''
1750	1840	90	Алымская свита	K ₁	1,1	0°30''
1840	2035	195	Сангопайская свита	K ₁	1,1	0°30''
2035	2310	275	Усть-Балыкская свита	K ₁	1,1	0°30''
2310	2722	412	Сортымская свита	K ₁	1,1	0°30''
1840	2035	195	Сангопайская свита	K ₁	1,1	0°30''
2035	2310	275	Усть-Балыкская свита	K ₁	1,1	0°30''
2310	2722	412	Сортымская свита	K ₁	1,1	0°30''
2722	2754	32	Баженовская свита	J ₃	1,1	1°30''
2754	2755	1	Георгиевская свита	J ₃	1,1	1°30''
2755	2815	60	Васюганская свита	J ₃	1,1	1°30''
2815	2850	35	Тюменская свита	J ₁₋₂	1,1	до 2°

Таблица А.2 - Литологическая характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале, %
1	2	3	4	5
Q	0	40	глина	70
			песчаник	30
P _{3/3}	40	90	глина	60
			песчаник	35
			алевролит	5
P _{3/2}	90	175	глина	50
			песчаник	32
			уголь	8
			алевролит	10
P _{3/1} -P _{3/2}	175	280	песчаник	75
			уголь	25
P _{2/3} -P _{3/1}	280	450	глина	90
			алевролит	10
P ₂	450	650	глина	100
P ₁	650	750	глина	92
			песчаник	8
K ₂	750	805	глина	78
			известняк	22
K ₂	805	935	глина	100
K ₂	935	950	глина	87
			алевролит	8
			песчаник	5
K ₁ -K ₂	950	1750	глина	65
			алевролит	17
			песчаник	18
K ₁	1750	1840	аргиллит	60
			песчаник	40
K ₁	1840	2035	песчаник	60
			аргиллит	20
			алевролит	20
K ₁	2035	2310	песчаник	30
			аргиллит	50
			алевролит	20

Продолжение таблицы А.2

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале, %
K ₁	2310	2722	песчаник	50
			аргиллит	25
			алевролит	25
J ₃	2722	2754	аргиллит	80
			глина	20
J ₃	2754	2775	аргиллит	80
			алевролит	5
			песчаник	15
J ₃	2755	2815	песчаник	50
			аргиллит	40
			известняк	10
J ₁₋₂	2815	2860	аргиллит	20
			алевролит	15
			песчаник	60
			уголь	5

Таблица А.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещенова- тость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промысловой классифи- кации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	40	глина	2,0	25-30	-	100	X	I-II	мягкая
			песчаник	2,0	10	-	90	IV		
P _{3/3}	40	90	глина	2,4	30	-	100	X	I-II	мягкая
			песчаник	2,1	20	-	20	IV		
			алевролит	2,2	30	-	100	X		
P _{3/2}	90	175	глина	2,3	30	-	100	IV	I-III	мягкая
			песчаник	2,1	25	-	50	X		
			уголь	1,5	-	-	10	V		
			алевролит	2,2	20	-	20	X		
P _{3/1} -P _{3/2}	175	280	глина	2,4	25	-	100	IV	I-III	мягкая
			песчаник	2,1	25	-	20	X		
			уголь	1,5	-	-	10	V		
			алевролит	2,3	20	-	20	X		
P _{2/3} -P _{3/1}	280	450	глина	2,4	20	-	100	IV	I-III	мягкая
P ₂	450	650	песчаник	2,1	22	-	20	VIII	I-III	мягкая
			глина	2,3	20	-	100	IV		
P ₁	650	750	глина	2,4	20	-	100	V	I-IV	мягкая- средняя
			известняк	0,8	2	-	-	X		

Продолжение таблицы А.3

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трешиноватость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промысловой классифи- кации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K ₂	750	805	глина	2,3	16	-	100	IV	I-IV	мягкая
K ₂	805	935	песчаник	2,2	22	-	30	III	I-IV	мягкая
			глина	2,3	17	-	100	VI		
			алевролит	2,3	20	-	10	X		
K ₂	935	950	песчаник	2,2	21	-	10	III	I-IV	мягкая- средняя
			глина	2,3	16	-	100	VI		
			алевролит	2,2	20	-	20	X		
K ₁ -K ₂	950	1750	глина	2,4	16	-	100	V	I-V	мягкая- средняя
			песчаник	2,2	32	0,50	2,5	III-VIII		
			алевролит	2,3	20	-	2	IX		
K ₁	1750	1840	песчаник	2,2	22	-	5	X	I-V	средняя
			алевролит	2,3	20	-	20	VI		
K ₁	1840	2035	песчаник	2,2	25	0,25	7-14	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	20	-	300	VI		
			аргиллит	2,4	16	-	100	IV		
K ₁	2035	2310	песчаник	2,2	22	-	5	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	10	-	30	VI		
			аргиллит	2,4	15	-	100	IV		

Продолжение таблицы А.3

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещеноватость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промысловой классифи- кации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
К ₁	2310	2722	песчаник	2,2	22	0,15	9-15	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	15	-	25	VI		
			аргиллит	2,4	5	-	100	IX		
J ₃	2722	2754	аргиллит	2,4	15	-	100	IX	I-V	средняя
			глина	2,3	15	-	100	X		
J ₃	2754	2755	аргиллит	2,4	15	-	100	IX	I-V	средняя
			алевролит	2,3	15	-	30	VI		
			песчаник	2,2	17	-	5	III-VIII		
J ₃	2755	2815	песчаник	2,2	20	0,02	5	III-VIII	I-V	средняя
			аргиллит	2,4	15	-	100	X		
			известняк	2,1	2	-	-	V		
J ₁₋₂	2815	2860	песчаник	2,2	17	0,01	6-21	III-VIII	I-V	средняя
			аргиллит	2,5	10	-	100	IV		
			алевролит	2,5	15	-	30	VI		
			уголь	1,4	-	-	-	V		

Таблица А.4 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подраздела	Прогнози- руемый интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового, (кгс/см²)/м		Порового, (кгс/см²)/м		Гидрораз- рыва, (кгс/см²)/м		Горного, (кгс/см²)/м		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q – P _{2/3}	0	450	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0	0,220	13
P _{2/3} - K ₂	450	975	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,230	0,230	44
K ₂ – K ₁	975	1865	0,100	0,100	0,100	0,100	0,180	0,180	0,230	0,230	57
K ₁	1865	1900	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,230	0,230	57
K ₁ - J ₃	1900	2722	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,230	0,230	68
J ₃	2722	2815	0,102	0,102	0,100	0,102	0,160	0,160	0,230	0,230	83
J ₁ - J ₂	2815	2850	0,102	0,102	0,102	0,102	0,160	0,160	0,230	0,230	86

Приложение Б
(Обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 - Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	От	До					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁ (AC ₄₋₆)	1852	1900	Поров.	913	-	51	-
K ₁ (BC ₁₀)	2340	2350	Поров.	803	-	49	-
J ₁ – J ₂	2815	2835	Поров.	840	80-130	18	-
Водоносность							
K ₂ -K ₁	950	1750	Поров.	1012	1200- 1500	-	Минерализ. – 18 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 98 %, Na ⁺ - 91%)
K ₁ (AC ₄)	1905	1908	Поров.	1004	5		Поддержание пластового давления AC ₄ . Минерализ. – 18,14 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 97,82 %, Na ⁺ - 95,73%)
K ₁ (BC ₁₀)	2355	2360	Поров.	1001	10		Поддержание пластового давления BC ₁₀ . Минерализ. – 16,9 г/л. Хим. состав (преоб: Cl ⁻ - 98 %, Na ⁺ - 94,13%)

Приложение В (Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 - Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – P _{2/3}	0	450	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 5 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
Q – P _{2/3}	0	450	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении.
Q – P _{2/3}	0	450	Прихватоопас- ность	Отклонение параметров бурового раствора от проектного. Плохая очистка ствола скважины от шлама.
P _{2/3} -K ₁	450	1750	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении.
P _{2/3} -J ₁₋₂	450	2860	Прихватоопас- ность	Отклонение параметров бурового раствора от проектного. Плохая очистка ствола скважины от шлама. Сужение ствола скважины.
K ₂ -K ₁	950	1750	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 7 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.

Продолжение таблицы В.1

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
K ₁ -J ₁₋₂	1840	2860	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении
K ₁ -J ₁₋₂	1840	2860	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 3 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
K ₁ (AC ₄)	1840	1900	Нефтегазо- проявление	Нефтегазопроявление с плотностью флюида 0,913 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
K ₁ (BC ₁₀)	2330	2340	Нефтепроявле- ние	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,803 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
J ₂₋₁ (ЮС ₂)	2810	2830	Нефтепроявле- ние	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,840 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

Приложение Г.1 (Обязательное)

Совмещенный график давлений

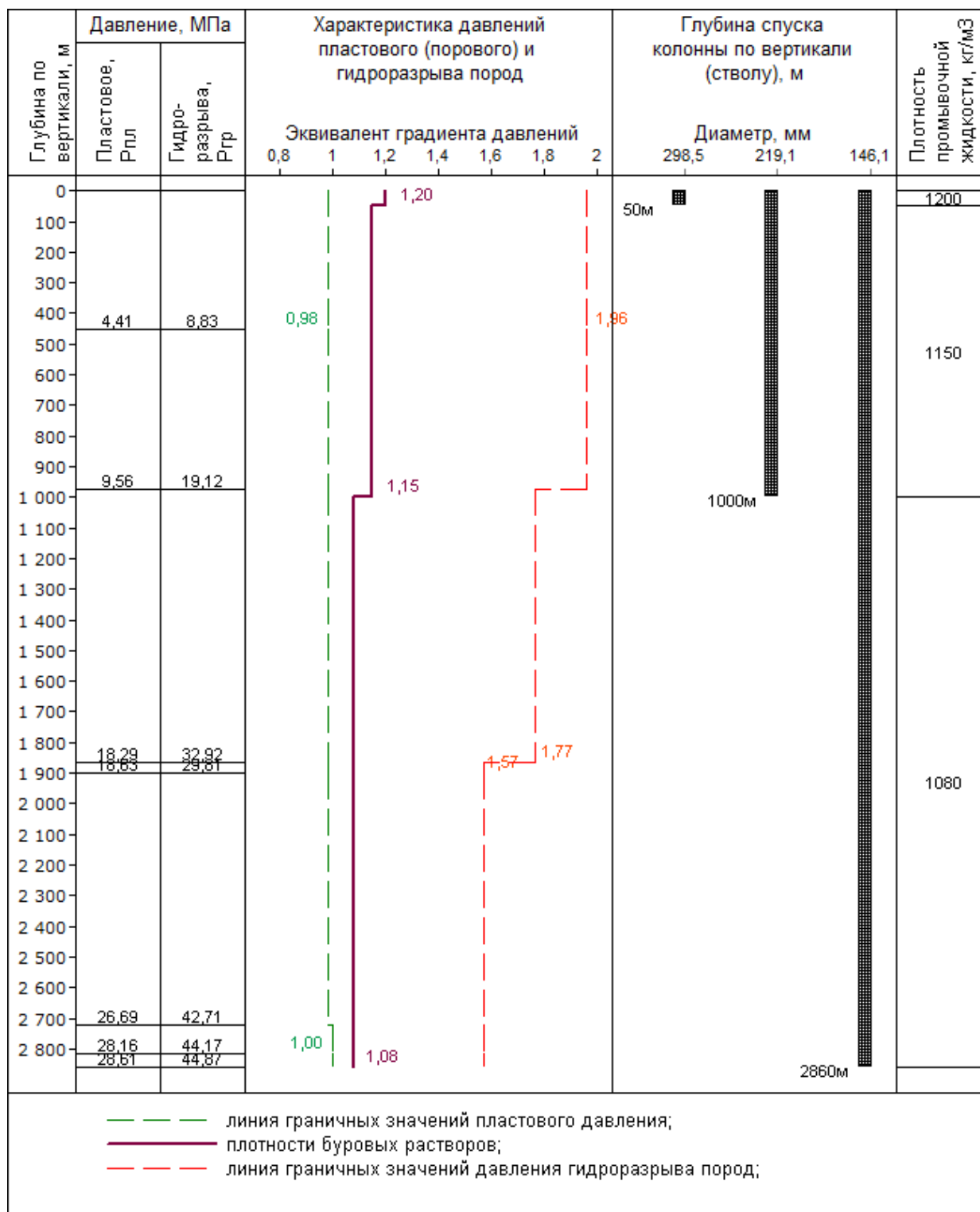


Рисунок Г.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Г.2
(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

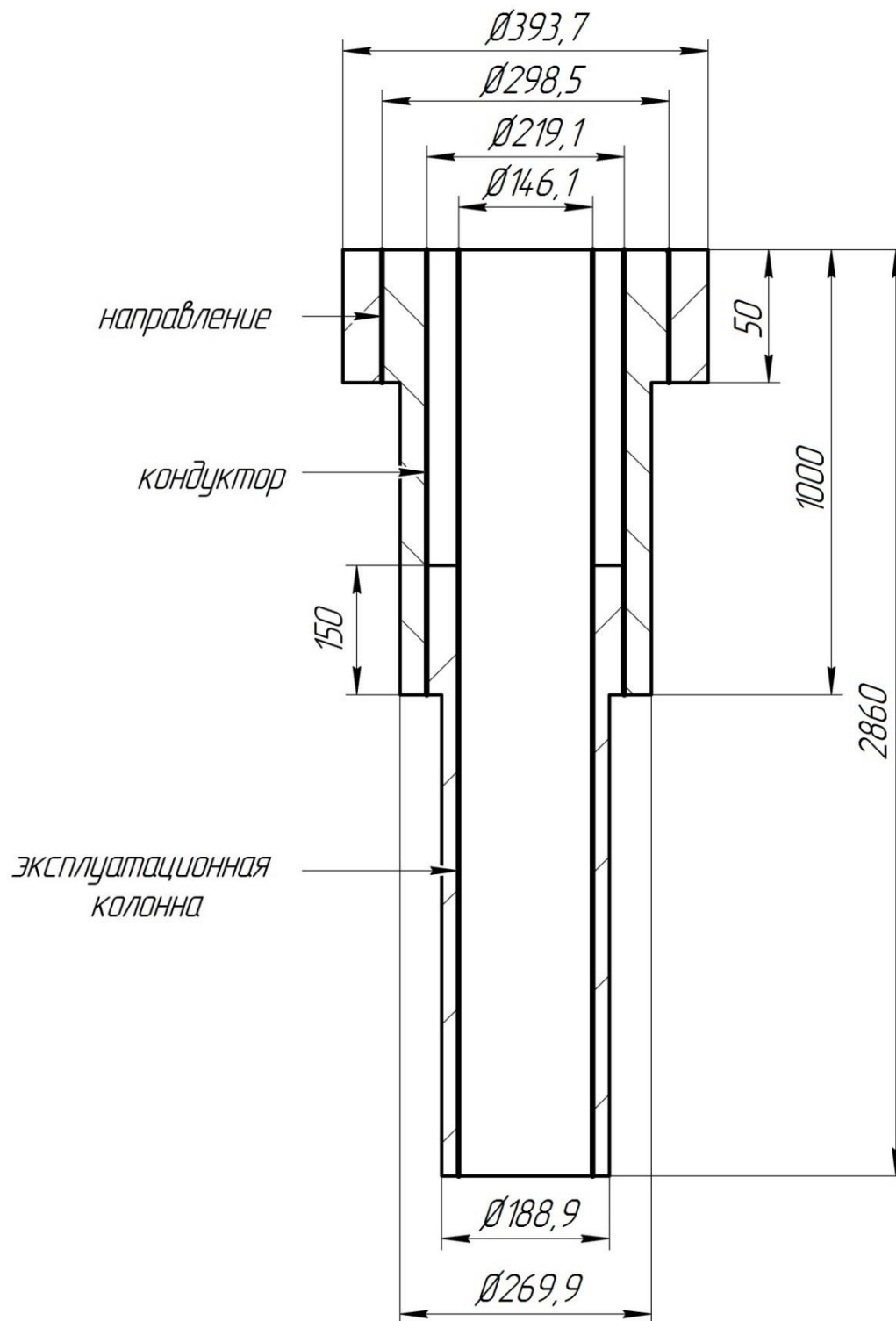


Рисунок Г.2 - Конструкция скважины

Приложение Д.1 (Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1000	1000-2860
Шифр долота		БИТ393.7Z1 RSJ	БИТ269.9B516 ТВ	БИТ188.9B613 MTBX
Тип долота		RC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	269,9	188,9
Тип горных пород		М	М, М-С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg	4-1/2 Reg
Длина, м		0,40	0,29	0,25
Масса, кг		160	70	45
G, тс	Рекомендуемая	18	11	6
	Предельная	23	14	8
n, об/мин	Рекомендуемая	145-160	145-180	180-200
	Предельная	160	200	200

Таблица Д.1.2 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1000	1000-2860
Шифр калибратора		Без калибратора	K269.9МС-Н152/М152	K188.9СТ-Н152/М152
Тип калибратора		-	С прямыми лопостями	С прямыми лопостями
Диаметр калибратора, мм		-	269,9	188,9
Тип горных пород		-	М, М-С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	-	Н152/М152	Н117/М117
	API	-	-	-

Приложение Д.2 (Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.2.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-50 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-50 м)							
1	Долото RC 393.7Z1RSJ	0,40	393,70	-	-	-	0,16
					3-171	Ниппель	
2	Переводник М 3-171/171	0,50	203,00	100,00	3-171	Муфта	0,26
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 203х100 Д	12,00	203,00	100,00	3-171	Ниппель	2,56
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/147	0,52	203,00	100,00	3-171	Ниппель	2,66
					3-147	Муфта	
5	УБТ УБТ 178х80 Д	12,00	178,00	80,00	3-147	Ниппель	4,54
					3-147	Муфта	
6	Переводник П 3-147/133	0,54	178,00	89,00	3-147	Ниппель	4,62
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127,00	107,00	3-133	Ниппель	5,39
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-1000 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50-1000 м)							
1	Долото PDC 269.9B516TB	0,29	269,90	-	-	-	0,07
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор К 269.9 МС	1,00	178,00	70,00	3-152	Муфта	0,25
					3-152	Ниппель	
3	ВЗД ДГР-210.7/8.49	9,50	210,00	-	3-152	Муфта	2,07
					3-152	Муфта	
4	Клапан обратный КО-210	0,64	203,00	67,00	3-152	Ниппель	2,17
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Д.2.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50-1000 м)							
5	Переводник П 3-147/152	0,52	197,00	101,00	3-152	Ниппель	2,26
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178х80 Д	60,00	178,00	80,00	3-147	Ниппель	11,62
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,54	178,00	89,00	3-147	Ниппель	11,70
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127,00	107,00	3-133	Ниппель	41,47
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1000 - 2860 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1000-2860 м)							
1	Долото РДС 188.9В613МТБХ	0,25	188,90	-	-	-	0,05
					3-117	Ниппель	
2	Калибратор К 188.9 СТ	0,50	146,00	68,00	3-117	Муфта	0,09
					3-117	Муфта	
3	ВЗД ДГР-165.7/8.49	8,65	165,00	-	3-117	Ниппель	1,10
					3-133	Муфта	
4	Клапан обратный КО-162	0,51	162,00	72,00	3-133	Ниппель	1,18
					3-133	Муфта	
5	Переводник П 3-121/133	0,40	162,00	80,00	3-133	Ниппель	1,21
					3-121	Муфта	
6	УБТ УБТ 146х68 Д	60,00	146,00	68,00	3-121	Ниппель	7,39
					3-121	Муфта	
7	Переводник П 3-133/121	0,50	146,00	58,00	3-121	Ниппель	7,45
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127,00	107,00	3-133	Ниппель	97,00
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.4 – КНБК для отбора керна (2805-2845 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2805-2845 м)							
1	Долото PDC 188.9/80 B613C9	0,25	188,90	-	-	-	0.02
					3-150	Муфта	
2	Кернотборный снаряд СК-136/80	18,00	136,00	80,00	3-150	Ниппель	2.31
					3-108	Муфта	
3	УБТ УБТ 133х64 Д	24,00	133,00	64,00	3-108	Ниппель	4.33
					3-108	Муфта	
4	Переводник П 3-133/108	0,40	163,00	80,00	3-108	Ниппель	4.45
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127,00	107,00	3-133	Ниппель	94,4
					3-133	Ниппель	

Приложение Д.3 (Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.3.1 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	50	1,20	40	-	-	-	-	-	< 2,0
Полимерглинистый	50	1000	1,15	35	18	90	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	1000	2715	1,08	30	16	70	20-60	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2715	2860	1,08	50	15	100	40-70	< 6	10	< 0,5

Таблица Д.3.2 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	50	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода
Полимерглинистый	50	1000	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
Полимерглинистый	1000	2715	Техническая вода, глинопопрошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2715	2860	Техническая вода, каустическая сода, ксантановая камедь, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

Таблица Д.3.3 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2860 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
0	50	50	393,7	-	1,5	9,12
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,74$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 6,10$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,25$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 23,21$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 30,33$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 11,6$
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
50	1000	950	269,9	279,9	1,5-1,3	80,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 9,1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 52,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 4,75$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 165,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 231,6$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 11,6$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{2'} = 220,0$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 82,5$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
1000	2715	1715	188,9	202,9	1,1	85,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 8,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 37,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 8,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 175,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 230,4$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 82,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 147,9$

Продолжение таблицы Д.3.3

Экспл. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
2715	2860	145	188,90	202,90	1,10	89,60
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,75
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 3,20
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 9,30
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₄ = 184,30
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 197,50
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев3} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V_{4'} = 197,50

Таблица Д.3.4 – Потребное количество химических реагентов

Наимено- вание материала	Назначение	Упаков- ка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направ- ление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустичес- кая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	32,83	2	114,2	5	633,6	25	780,6	32
Глино- попрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 1000	8755	9	9136	9	6048	6	23939	24
Барит	Регулирование плотности	Мешок, 1500			29692	20			29692	20
Полиакри- ламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25			114	5	86,4	4	200,4	8
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25			1142	46	864	35	2006	81
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200			45,7	1	248,4	2	294,1	2
Ксантано- вая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 25					967,7	39	967,7	39

Продолжение таблица Д.3.4

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Мешок, 1000					13440	14	13440	14
Крахмал	Регулятор фильтрации	Мешок, 25					4838,4	194	4838,4	194
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Бочка 200					1182,7	6	1182,7	6
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					4032	4	4032	4
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					6720	7	6720	7
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					3225,6	4	3225,6	4
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	Бочка 200					26,8	1	26,8	1
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	Бочка 200					26,8	1	26,8	1

Приложение Д.4 (Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Д.4.1 – Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1000	1000-2860
Исходные данные			
D_д, м	0,3937	0,2699	0,1889
K	0,65	0,5	0,4
K_к	1,5	1,38	1,1
V_{кр}, м/с	0,15	0,12	0,1
V_м, м/с	0,0083	0,0083	0,0042
d_{бт}, м	0,127	0,127	0,127
d_{мах}, м	0,203	0,235	0,166
d_{нмах}, м	0,0254	0,0127	0,0111
n	3	5	6
V_{кпмин}, м/с	0,5	0,5	0,5
V_{кпмах}, м/с	1,3	1,3	1,5
ρ_{см} – ρ_р, г/см³	0,02	0,02	0,02
ρ_р, г/см³	1,2	1,15	1,08
ρ_п, г/см³	2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования			
Q₁, л/с	79	28	11
Q₂, л/с	66	30	9
Q₃, л/с	195	44	14
Q₄, л/с	85	32	9
Q₅, л/с	45	37	39
Q₆, л/с	-	19-57	17-39

Таблица Д.4.2 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-1000	1000-2860
Исходные данные			
Q₁, л/с	79	28	11
Q₂, л/с	66	30	9
Q₃, л/с	195	44	14
Q₄, л/с	85	32	9
Q₅, л/с	45	37	39
Q₆, л/с	-	19-57	17-39
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	90-190	38-43	17
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	65	40	17-25
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q_{тн}, л/с	-	57	38
ρ₁, кг/м³	-	1000	1000
ρ_{бр}, кг/м³	-	1150	1080
M_{тм}, Н*м	-	21500	15500
M_{тб}, Н*м	-	36000	13800

Таблица Д.4.3 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,39	0,054	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	96,4	3,12
Под кондуктор									
50	1000	БУРЕНИЕ	0,75	0,081	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	11	97,0	4,52
Под эксплуатационную колонну									
1000	2860	БУРЕНИЕ	1,38	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	83,0	3,44
Отбор керна									
2805	2845	ОТБОР КЕРНА	1,00	0,065	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	106,7	4,13

Таблица Д.4.4 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в минуту	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	114	33	66
50	1000	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	80	23	46
1000	2860	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	245	1	87	25	25
2805	2845	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	326	1	81	18	18

Таблица Д.4.5 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	83,4	65,9	0,0	7,4	0,1	10,0
50	1000	БУРЕНИЕ	173,2	63,9	52,2	44,4	2,7	10,0
1000	2860	БУРЕНИЕ	141,7	43,9	32,7	36,0	22,2	6,9
2805	2845	Отбор керна	114,2	72,7	0,0	18,6	19,3	3,6

Приложение Е.1 (Обязательное)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

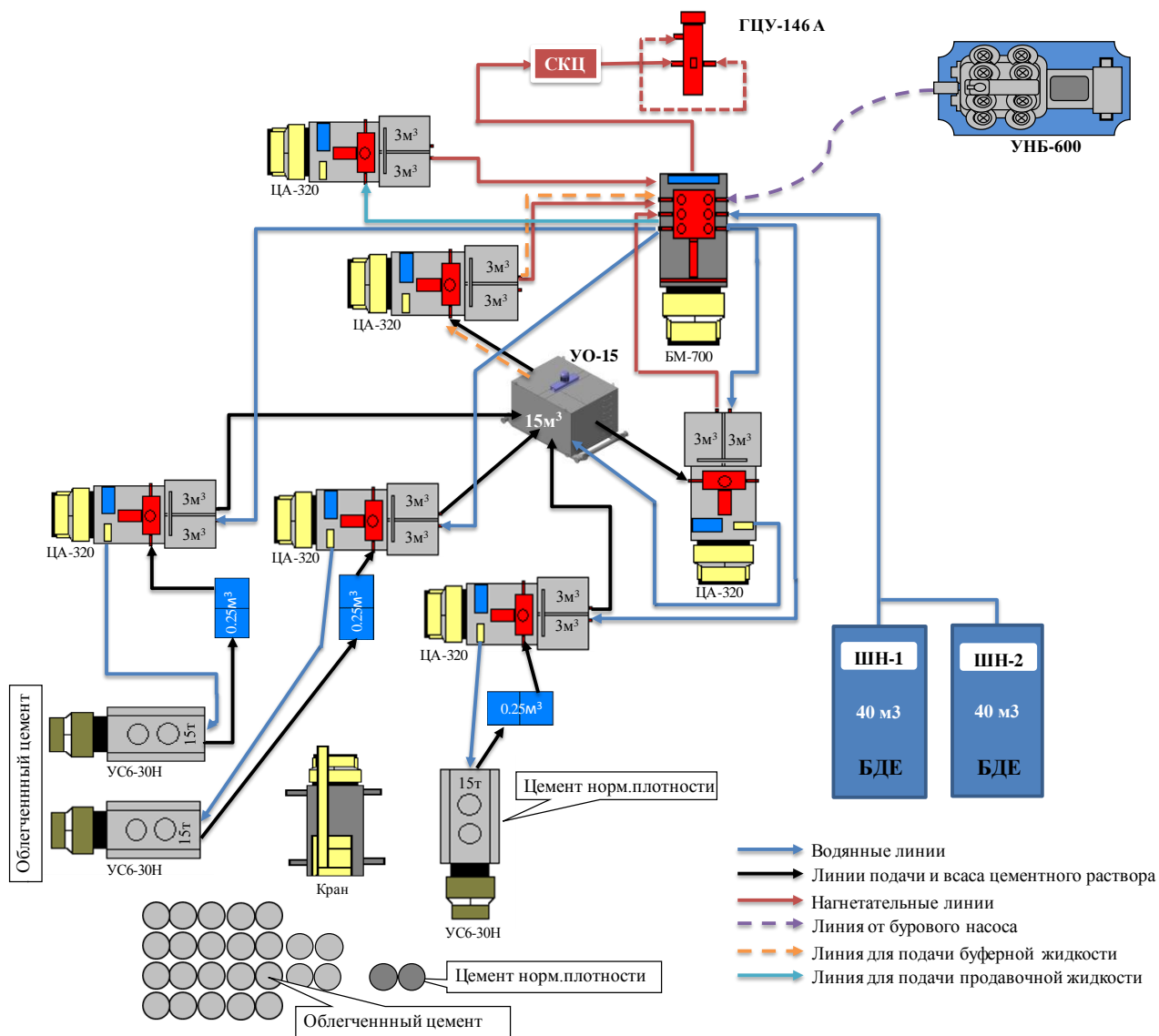


Рисунок Е.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение И
(Обязательное)

Организационная структура управления предприятия ОАО "Сургутнефтегаз"

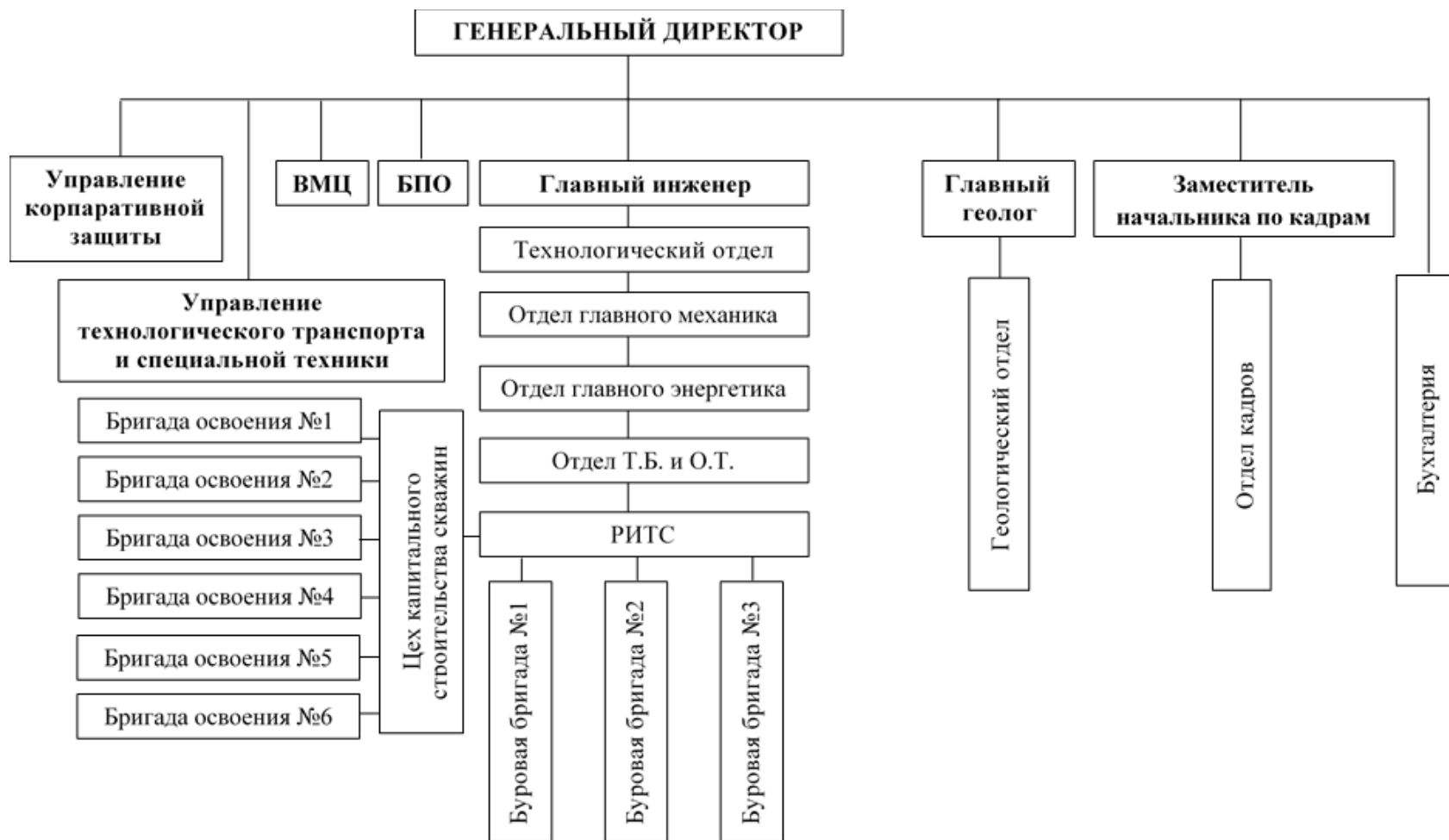


Рисунок И.1 – Организационная структура управления ОАО «Сургутнефтегаз»

Приложение К.1
(Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица К.1.1 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направления	0-50	393,7	470	11	24	0-50	0,0119	0,60
	Итого:							0,60
Кондуктор	50-1000	269,9	1250	12	32	50-100	0,0120	0,60
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0156	1,56
						700-800	0,0156	1,56
						800-900	0,0158	1,58
						900-1000	0,0164	1,64
						Итого:		14,1
Экспл. колонна	1000-2860	188,9	2000	12	32	1000-1100	0,0175	1,75
						1100-1200	0,0186	1,86
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0191	1,91
						1400-1500	0,0197	1,97
						1500-1600	0,0208	2,08
						1600-1700	0,0228	2,28
						1700-1800	0,0231	2,31
						1800-1900	0,0238	2,38
						1900-2000	0,0244	2,44
						2000-2100	0,0247	2,47
						2100-2200	0,0250	2,50

Продолжение таблицы К.1.1

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Экспл. колонна	1000-2860	188,9	2000	12	32	2200-2300	0,0253	2,53
						2300-2400	0,0254	2,54
						2400-2500	0,0256	2,56
						2500-2600	0,0264	2,64
						2600-2700	0,0276	2,76
						2700-2860	0,0288	2,88
	Итого:							41,74
Итого:							56,44	

Приложение К.2
(Обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица К.2.1 - Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	БИТ393.7Z1 RSJ	470	0,10	0-50	50	0,028	1,40	0,60	2,00
Итого:			0,10		50		1,40	0,60	2,00
Бурение под кондуктор	БИТ269.9B5 16TB	1250	0,76	50-1000	950	0,038	36,10	14,10	50,20
Итого:			0,76		950		36,10	14,10	50,20
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ188.9B6 13MTBX	2000	0,93	1000-2860	1860	0,078	145,08	41,74	186,82
Итого:			0,93		1860		145,08	41,74	186,82
Всего:			1,79		2860		182,58	56,44	239,02

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление: - направления - кондуктора - эксплуатационная	-	-	-	-	-	-	-	-	4,20 18,50 35,80
Установка центраторов: -направление -кондуктор - эксплуатационная	-	-	- 3 8	-	-	-	-	-	- 0,05 0,13
ОЗЦ: -направление -кондуктора - эксплуатационной	-	-	-	-	-	-	-	-	4,00 10,00 22,00
Разбуривание цементной пробки -направление -кондуктор	-	-	-	45-50 990-1000	-	-	-	-	1,21 2,52
Промывка скважины (1 цикл) -направление -кондуктор - эксплуатационная	-	-	-	-	-	-	-	-	0,01 0,15 0,55
Спуск и подъем при ГИС	-	-	-	-	-	-	-	-	5,65
Геофизические работы	-	-	-	-	-	-	-	-	25,00
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ	-	-	-	-	-	-	-	-	7,56
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)	-	-	-	-	-	-	-	-	350,64
Ремонтные работы (3,3%)	-	-	-	-	-	-	-	-	11,57
Общее время на скважину									387,21

Приложение Л
(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Л.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготови- тельные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатацио- нная	
		кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	26372,43	3	79117,3	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,40	-	-	0,09	2539,7	2,24	63209,2	8,33	235059,3
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,60	3	12190,7	0,09	365,7	2,24	9102,4	8,33	33849,6
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,21	-	-	0,09	508,5	2,24	12656,5	8,33	47066,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1539,67	-	-	0,09	138,6	2,24	3448,9	8,33	12825,4
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	61634,01	3	154902	0,09	4647,1	2,24	115660,2	8,33	430111,3
Износ бурового инструмента, сут	5821,74	3	17465,2	0,09	524,0	2,24	13040,7	8,33	48495,1
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,20	-	-	0,09	127,7	2,24	3178,99	8,33	11821,9

Продолжение таблицы Л.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготови- тельные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационн ая	
		кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	268931,4	1,2	322717,7	0,09	24203,8	2,24	602406,3	8,33	2240198,6
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	174241,82	-	-	-	-	2,24	390301,7	8,33	1451434,3
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3291,70	-	-	0,09	296,3	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	75625,47	3	226876,4	-	-	2,24	169401,1	8,33	629960,2
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	4741,52	-	-	0,09	426,7	2,24	10621,0	8,33	39496,9
Плата за подключенную мощность, сут	28361,34	3	85084,0	0,09	2552,5	2,24	63529,4	8,33	236250,0
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8453,88	3	25361,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	20591,53	-	-	0,09	1853,2	2,24	46125,0	8,33	171527,4
Эксплуатация ДВС, сут	1817,38	-	-	0,09	163,6	2,24	4070,9	8,33	15138,8

Продолжение таблицы Л.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготови- тельные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатацио нная	
		кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Эксплуатация трактора, сут	6926,46	3	20779,4	0,09	623,4	2,24	15515,3	8,33	57697,5
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,68	3	61505,0	0,09	1845,2	2,24	45923,8	8,33	170779,0
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	2795,50	146,7	410938,2	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34560,02	3	103707,1	0,09	3111,21	2,24	77434,6	8,33	287960,0
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	3046,66	-	-	0,09	274,2	2,24	6824,5	8,33	25378,7
Порошок бентонитовый марки А, т	15396,68	-	-	14,2	218632,9	25,4	391075,7	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	407174,80	-	-	0,17	69219,7	0,38	154726,4	-	-
Биолуп LVL, т	66311,91	-	-	-	-	-	-	0,74	49070,8
NaCl, т	44025,52	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	3742,98	-	-	0,09	318,2	0,06	224,6	-	-
НТФ, т	187047,20	-	-	-	-	-	-	0,42	78559,8
POLY KEM D, т	66977,60	-	-	-	-	-	-	0,63	42195,9
Барит, т	65344,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6628,33	0,35	2319,9	14,5	96177,1	40,3	267254,4	1,4	9279,7
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	4804,83	-	-	0,8	3843,9	3,50	16816,9	1,03	4949,0
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5607,33	-	-	6,39	35830,9	63,3	354944,1	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	5605,29	0,82	4596,3	0,34	1905,8	0,86	4820,6	-	-

Продолжение таблицы Л.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготови- тельные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатацио нная	
		кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		1527561,0		470129,6		2842313,0		6329105,2	
Затраты зависящие от объема работ									
БИТ393.7Z1RSJ	143450,50	-	-	0,1	14345,1	-	-	-	-
БИТ269.9B516TB	307076,0	-	-	-	-	0,76	233377,7	-	-
БИТ188.9B613MTBX	379505,7	-	-	-	-	-	-	0,93	352940,3
K269.9MC	93707,4	-	-	-	-	0,71	66532,2	-	-
K188.9CT	90378,9	-	-	-	-	-	-	0,90	81341,0
Транспортировка труб, т	1002,6	-	-	3,4	3408,9	22,2	22258,2	42,7	209,7
Транспортировка долот, т	1349,8	-	-	1	1349,8	1	1349,8	1	6,6
Транспортировка вахт, руб	172957,4								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0			19103,7		323518,0		434497,6	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	1527561,0			489233,4		3165831,0		6763602,8	
Всего по сметному расчету, руб	23288294,4								

Таблица Л.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,4	0,19	5361,5	0,83	23421,3	1,60	45149,4
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,6	0,19	772,1	0,83	3372,8	1,60	6501,7
Содержание средств контроля, диспет- черизации и управления процессом бурения, сут	5650,2	0,19	1073,5	0,83	4689,7	1,60	9040,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,7	0,19	292,5	0,83	1277,9	1,60	2463,5
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,0	0,19	9810,5	0,83	42856,2	1,60	82614,4
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,7	0,19	1106,1	0,83	4832,0	1,60	9314,8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,2	0,19	269,6	0,83	1177,9	1,60	2270,7
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	268931,4	0,19	51097,0	0,83	223213,1	1,60	430290,2
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	279345,6	0,19	53075,7	0,83	231856,8	1,60	446953,0
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	85641,5	0,19	16271,9	0,83	71082,4	1,60	137026,4
Плата за подключенную мощность,сут	28361,3	0,19	5388,7	0,83	23539,9	1,60	45378,1
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	20591,5	0,19	3912,4	0,83	17091,0	1,60	32946,4
Эксплуатация ДВС, сут	1817,4	0,19	345,3	0,83	1508,4	1,60	2907,8

Продолжение таблицы Л.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол- во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,7	0,19	3895,3	0,83	17016,4	1,60	32802,7
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,0	0,19	6568,1	0,83	28692,3	1,60	55310,4
Эксплуатация бульдозера, сут	3757,3	0,19	713,9	0,83	3118,5	1,60	6011,6
Эксплуатация трактора, сут	6926,5	0,19	1316,0	0,83	5749,0	1,60	11082,3
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1676,5	1,70	2850,0	25,00	41912,1	1,21	2028,5
Башмак колонный БК-299, шт	17459,1	1	17459,1	-	-	-	-
Башмак колонный БК-219, шт	13273,0	-	-	1	13273,0	-	-
Башмак колонный БК-146, шт	6534,4	-	-	-	-	1	6534,4
Центратор ЦЦ-219/270, шт	5186,7	-	-	20	103733,6	-	-
Центратор ЦЦ-146/191-216, шт	3818,5	-	-	-	-	57	217656,8
ЦКОДМ -219, шт	23095,0	-	-	1	23095,0	-	-
ЦКОДМ-146, шт	19480,7	-	-	-	-	1	19480,7
Продавочная пробка ПРП-Ц-219, шт	12078,4	-	-	1	12078,4	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-146, шт	6150,5	-	-	-	-	1	6150,5
Головка цементирующая ГЦУ-219 А	677944,0	-	-	1	677944,0	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-146 А	588096,0	-	-	-	-	1	588096,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		181579,2		1576531,8		2198010,9	
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 299х9,5, м	7598,3	50,0	379914,1	-	-	-	-
Обсадные трубы 219х8,9, м	5825,8	-	-	1000,0	5825826,0	-	-
Обсадные трубы 146х8,5, м	4766,0	-	-	-	-	95,0	452772,7
Обсадные трубы 146х7,7 м	4116,7	-	-	-	-	295,0	1214418,2

Продолжение таблицы Л.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Обсадные трубы 146x7, м	3922,7	-	-	-	-	690,0	2706650,6
Обсадные трубы 146x6,5, м	3740,9	-	-	-	-	1780,0	6658880,3
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	5480,7	3,79	20772,0	30,21	627520,9	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100, т	6115,8	-	-	-	-	2,0	12231,6
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	6534,4	-	-	-	-	23,0	150291,2
Хлористый кальций, т	15850,0	0,11	1743,5	1,03	1795,8	0,19	3059,1
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,2	2,00	59622,3	3,00	178866,9	5,00	149055,8
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,2	2,79	3424,0	25,87	88579,0	54,80	67252,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,9	1,00	7432,9	1,10	8176,2	1,38	10257,4
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,9	1,00	17885,9	2,00	35771,8	2,00	35771,8
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,5	-	-	-	-	1,00	16458,5
Пробег ЦА-320М, км	7514,6	3,00	22543,7	8,50	191621,3	13,00	97689,3
Пробег ЦСМ, км	7514,6	1,00	7514,6	3,80	28555,3	4,00	30058,2
Пробег СКЦ-2М, км	8331,4	-	-	-	-	1,00	8331,4
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3163,1	-	-	16,00	50608,9	24,00	75913,4
Транспортировка обсадных труб, т	3830,8	3,50	13407,8	31,60	423685,6	68,80	263558,5
Транспортировка обсадных труб запаса , т	7661,6	0,11	804,5	0,95	762,6	2,06	15813,5
Транспортировка вахт, руб	172957,4						
Итого затрат зависящих от объема крепления, без учета транспорнировки вахт, руб	535065,1			7461770,3		11968464,2	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	23921421,5						
Всего по сметному расчету, руб	24094378,9						

Таблица Л.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	12889920,8
Разработка трубопроводов линий передач и др.	46761,8
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	229725,0
Итого:	13166407,6
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	30544236,0
Разборка и демонтаж	263418,0
Монтаж установки для освоения скважины	93932,0
Демонтаж установки для освоения скважины	30017,4
Итого:	30931603,4
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	23288294,4
Крепление скважины	24094378,9
Итого:	47382673,3
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2623970,0
Итого:	2623970,0
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования	5100677,6
Итого:	5100677,6
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины	1985808,94
Эксплуатация котельной	602390
Итого:	2588198,94
Итого по главам 1-6	101793530,8

Продолжение таблицы Л.3

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ	16694139,1
Итого:	16694139,1
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7	9479013,6
Итого:	9479013,6
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий	5886467,4
Выплаты за работу в районах крайнего севера	3711033,8
Выплаты за подвижной характер работы	2303400,3
Лабораторные работы	75010,0
Топографо-геодезические работы	25525,0
Скважины на воду	993433,0
Итого:	12994869,5
Итого по главам 1-9	140961553,0
Глава 10	
Авторский надзор	281923,1
Итого:	281923,1
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	168465,0
Проектные работы	3870,0
Итого:	172335,0
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	70707905,6
Итого:	70707905,6
Итого по сводному сметному расчету	212123716,7
НДС 18%	38182269,0
Итого:	250305985,7

Приложение М

(Обязательное)

Производственная безопасность

Таблица М.1 - Нормы освещенности на буровой установке

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50 ⁰ . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30 ⁰	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не менее 50 ⁰	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 ⁰	20
Кронблок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 м	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м	30
Насосный блок-пусковые ящики	На высоте не менее 3 м	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	100

Приложение Н (Обязательное)

Экологическая безопасность

Таблица Н.1 — Вредные воздействия на природную среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
	Загрязнение почвы химреагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химреагентов
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижение установки	Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химреагентов, масел со сточными водами.	Хранение хим. Реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования